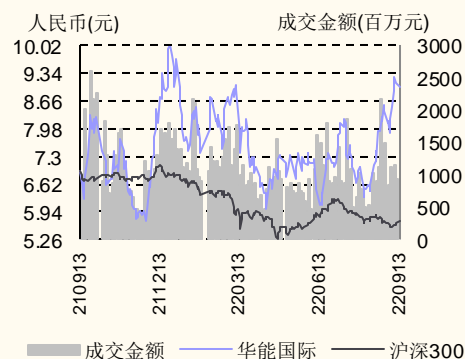


市场价格 (人民币): 9.00 元

目标价格 (人民币): 10.84 元

市场数据 (人民币)

总股本(亿股)	156.98
已上市流通 A 股(亿股)	109.98
流通港股(亿股)	47.00
总市值(亿元)	1,412.83
年内股价最高最低(元)	10.03/5.72
沪深 300 指数	4111
上证指数	3264



火电如何“火”起来？且看龙头演绎

公司基本情况 (人民币)

项目	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入 (百万元)	169,439	204,605	233,841	234,273	242,984
营业收入增长率	-2.33%	20.75%	14.29%	0.18%	3.72%
归母净利润 (百万元)	4,565	-10,264	2,752	10,632	13,382
归母净利润增长率	170.68%	-324.85%	N/A	286.28%	25.87%
摊薄每股收益 (元)	0.291	-0.654	0.175	0.677	0.852
每股经营性现金流净额	2.68	0.38	1.90	3.45	3.80
ROE (归属母公司) (摊薄)	3.75%	-9.75%	2.56%	9.19%	10.63%
P/E	15.41	N/A	51.33	13.29	10.56
P/B	0.58	1.45	1.32	1.22	1.12

来源: 公司年报、国金证券研究所

投资逻辑:

- 尖峰保供，与绿电联营，火电仍大有可为。1) 基于 22M7 约 13 亿千瓦的负荷水平 (已剔除限电影响) 及 5% 的年用电增速，预计 25 年全国尖峰负荷达 15 亿千瓦。为避免限电频发、维持电力平衡，对应煤电装机缺口 2.8 亿千瓦 (已考虑核电装机约 0.7 亿千瓦)，相比“十四五”规划 1.5~2 亿千瓦或有超预期空间。2) 火电作为可控程度较高的电源类型，利用上/下备用可平抑绿电出力波动；帮助绿电在现货市场取得优价使其调节能力可变现。公司作为火电龙头，有望成为火电装机主力，我们预计 22~24 年新增煤电装机分别为 140/355/571 万千瓦。
- 煤价、市场化电价两方面利好短期利润修复，容量电价将长期支持火电转型。1) 内贸煤 100% 长协+进口煤应急保障合同签订是保供政策的实质性落地，支持煤价下行。中性假设下预计公司全年入炉标煤单价 1103 元/吨，相较 1H22 下降 12.8%；2) “1439 号文”放宽电价浮动区间至 20%、向高耗能企业及现货市场交易可进一步充分反映电力供需紧张关系，预计公司全年市场化电价与 1H22 持平，自基准价顶格上浮 20% 至 0.487 元/KWh；3) 在转型调节电源、利用小时数下降的背景下，展望容量电价“以价补量”，可补偿电量损失对业绩影响。测算不同燃料成本假设下所需支付的对价约为 0.13~0.17 元/KWh。
- 公司转型绿电目标明确。“十四五”末公司绿电装机规划目标 54GW，属“五大”下属上市平台中较高水平。当前风光合计装机 16.9GW，22~24 年预计分别新增 8/9.3/13.6GW。公司采取风光并进的转型战略，积极抢占海风资源 (1H22 占比已升至 25.3%)，使其风电盈利水平行业领先 (21 年风电毛利率达 61.5%)。

投资建议与估值:

- 全年有望扭亏为盈，明后年火电扭亏+新能源贡献增量，预计 22~24 年公司实现营收 2338.4/2342.7/2429.8 亿元，实现归母净利润 27.5/106.3/133.8 亿元，对应 EPS 为 0.18/0.68/0.85 元。给予公司 23 年 PE 16 倍，目标价 10.84 元。首次覆盖，给予公司“买入”评级。

风险提示:

- 火电装机及电量不及规划预期、煤价下跌不及预期、电价上升空间不及预期风险等。

许隽逸 分析师 SAC 执业编号: S1130519040001
xujunyi@gjzq.com.cn

内容目录

1、火电绝对龙头，开启绿电转型	5
2、尖峰保供，与绿电联营，火电仍大有可为	5
2.1 部分时段电力有效供应或不足，需要火电出力	6
2.2 火电+绿电联营，调节能力可变现	8
3、煤价下行+电价上浮有望带来火电业绩好转	10
3.1 受疫情和进口煤价高企拖累，1H22 火电盈利承压	10
3.2 煤价下行+煤耗降低支持成本下降，助力业绩修复	13
3.3 市场化+容量电价支持电价上浮，贡献业绩弹性	17
4、转型绿电目标明确	21
4.1 转型成果初现，1H22 绿电盈利冲抵火电亏损压力	21
4.2 大股东综合实力强，“十四五”装机高目标	22
4.3 均衡布局风、光，增强盈利防御性	24
5、盈利预测与投资建议	26
5.1 盈利预测	26
5.2 投资建议及估值	29
6、风险提示	30

图表目录

图表 1: 2018-2022H1 公司装机容量情况 (万千瓦)	5
图表 2: 2021 年可比公司总装机规模和火电装机占比 (万千瓦、%)	5
图表 3: 2022H1 公司分电源装机占比 (%)	5
图表 4: 1H22 逐月火电投资完成额情况	6
图表 5: 近 10 年火电投资完成额复盘	6
图表 6: “十四五”期间分电源发电量展望 (亿千瓦时)	7
图表 7: 2011-2021 年各部门新增用电量情况 (亿千瓦时)	7
图表 8: 电力运行特点示意图	7
图表 9: 2011-2021 年全国火电发电设备平均利用小时数 (小时)	8
图表 10: 2018-2021 年公司燃煤机组和全国火电机组平均利用小时情况 (小时、%)	8
图表 11: “十四五”火电发电、装机预测 (亿千瓦/%)	8
图表 12: 火电调节示意图	9
图表 13: 电力现货市场电费结算机制示意图	9
图表 14: 午时光伏发电较多而电力负荷处在低谷值，出现报零价 (山西 1M22 现货市场情况)	10
图表 15: 2018-2022H1 公司燃煤机组装机容量占比 (%)	10
图表 16: 2013-2022H1 公司营业收入情况 (亿元、%)	11
图表 17: 2013-2022H1 公司归母净利润情况 (亿元、%)	11

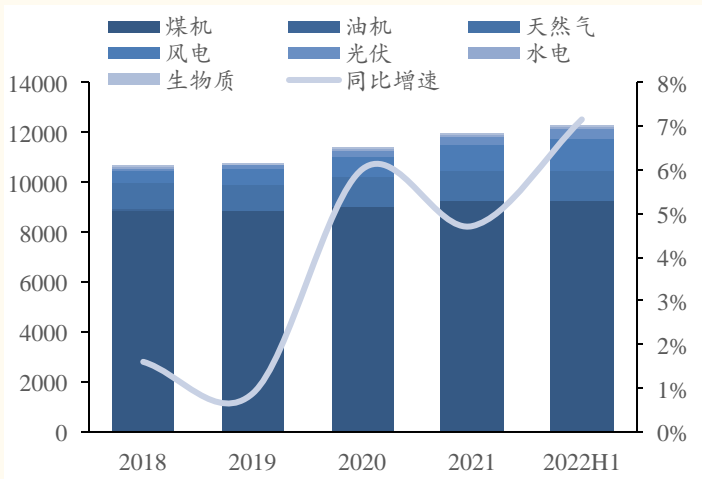
图表 18: 2019-2022H1 公司单位燃料成本和平均上网结算电价情况 (元/兆瓦时、%)	11
图表 19: 2019-2022H1 公司上网电量和增速情况 (亿千瓦时、%)	11
图表 20: 2022H1 全国分电源发电量情况 (万千瓦时, %)	12
图表 21: 2021 年公司火电发电量占比前十的地区 (%)	12
图表 22: 2022M1-M6 全国用电量降幅前十地区 (%)	12
图表 23: 2021H1、2022H1 公司和全国发电量情况 (亿千瓦时、十亿千瓦时)	12
图表 24: 2021H1、2022H1 公司燃煤机组和全国火电机组利用小时数情况 (小时)	12
图表 25: 2011-2022M6 国内动力煤日均进口量与增速 (万吨) (%)	13
图表 26: 2019M1-2022M7 印尼煤与内贸煤价格情况 (元/吨)	13
图表 27: 国内动力煤供应量构成 (%)	13
图表 28: 历年北方港煤炭库存情况 (万吨)	14
图表 29: 2019-2022M7 国内原煤月度日产量 (万吨/天)	14
图表 30: 2021 年下半年以来国家发改委和国常会有关煤炭保供限价的会议和政策一览	14
图表 31: 公司净利润对煤价变动的敏感性测算	15
图表 32: 2003-2021 年煤炭开采和洗选业固定资产投资情况 (亿元, %) ..	16
图表 33: 2007-2022 年 3 月山西产 5500 大卡动力煤秦皇岛市场价 (元/吨)	16
图表 34: 2017-2021 年公司供电煤耗情况 (克/千瓦时)	17
图表 35: 2021 年火电行业可比公司供电煤耗水平 (克/千瓦时)	17
图表 36: 1978 年以来中国历次电力体制改革一览	17
图表 37: 2005 年以来历次电价上调一览	19
图表 38: 公司净利润对电价变动的敏感性测算	19
图表 39: 广东省 2022 年 1-8 月代理购电价格情况 (元/兆瓦时)	20
图表 40: 浙江省 2022 年 1-8 月代理购电价格情况 (元/兆瓦时)	20
图表 41: 公司净利润对利用小时数下降的敏感性测算及对应容量补偿电价需求	20
图表 42: 2018-2022H1 公司风电、光伏装机容量情况 (万千瓦、%)	21
图表 43: 2018-2022 年公司风电、光伏收入情况 (亿元、%)	21
图表 44: 2018-2021 年公司风电、光伏发电量及其增速情况 (亿千瓦时、%)	21
图表 45: 公司经营性现金流净额及净利润情况 (亿元)	22
图表 46: 公司收现比 (亿元、%)	22
图表 47: 26 省份“十四五”风、光装机目标 (万千瓦)	22
图表 48: 五大发电集团“十四五”风、光装机规划的 CAGR 均值在 30%以上 ..	23
图表 49: 2020 年中国优胜风电场数量排名前十的企业及对应风电场数量	

(个)	23
图表 50: 截至 2022 年 2 月各电站开发商一体化、基地项目签约规模 (GW)	23
图表 51: 2009-2022 年公司中期票据票面利率情况 (%)	24
图表 52: 2017-2025E 公司风电、光伏装机及占比情况 (万千瓦、%)	24
图表 53: 2018-2022H1 公司陆上和海上风电装机容量和占比情况 (万千瓦、%)	25
图表 54: 2017-2021 年公司风电、光伏度电平均上网电价情况 (元/千瓦时)	25
图表 55: 2018-2021 年各公司光伏业务毛利率情况 (%)	25
图表 56: 2018-2021 年各公司风电业务毛利率情况 (%)	25
图表 57: 广东、山东、浙江海上风电项目省级补贴政策	26
图表 58: 2010~2023E 新能源与化石能源购电协议价、LCOE 比较 (美元/千瓦时)	26
图表 59: 公司营收预测	27
图表 60: 公司毛利润预测	29
图表 61: 可比公司估值情况 (截至 9/13)	30

1、火电绝对龙头，开启绿电转型

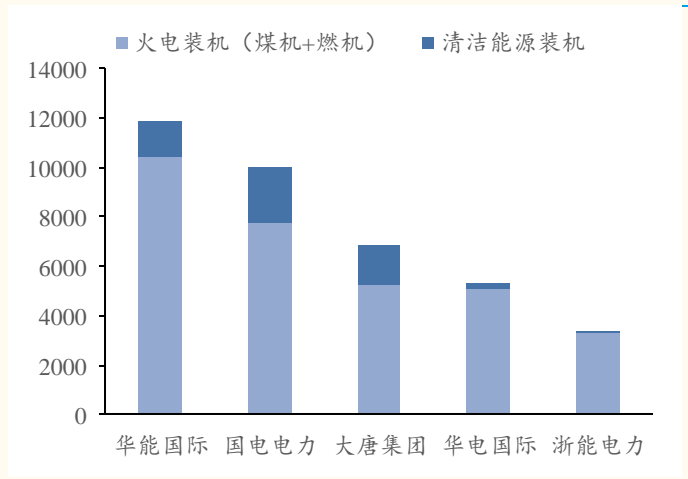
- 公司是华能集团旗舰上市平台，总装机、火电装机量均为五大集团下属上市公司之首。截止 1H22，公司拥有可控发电装机规模 12219.9 万千瓦。其中，气电与煤电机组装机分别为 1224.3 万千瓦、9246.7 万千瓦，合计占比达 85.7%，与可比公司相比绿电转型颇具挑战。目前风电装机为 1248.1 万千瓦（海上风电 316.1 万千瓦），光伏装机为 447.8 万千瓦。风、光装机占比约是 7: 3，随着风电资源趋紧，装机结构或将转变。

图表 1: 2018-2022H1 公司装机容量情况 (万千瓦)



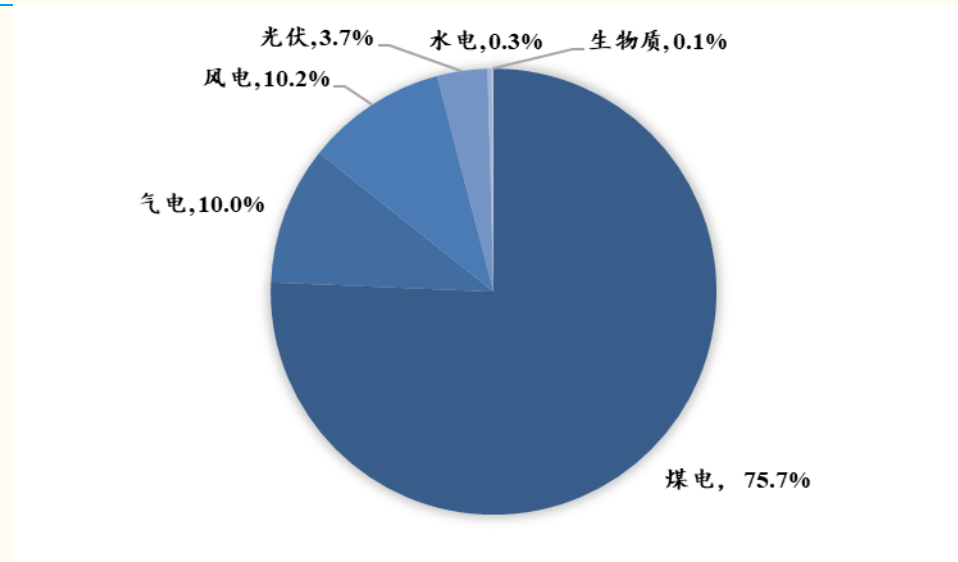
来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 2: 2021 年可比公司总装机规模和火电装机占比 (万千瓦、%)



来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 3: 2022H1 公司分电源装机占比 (%)



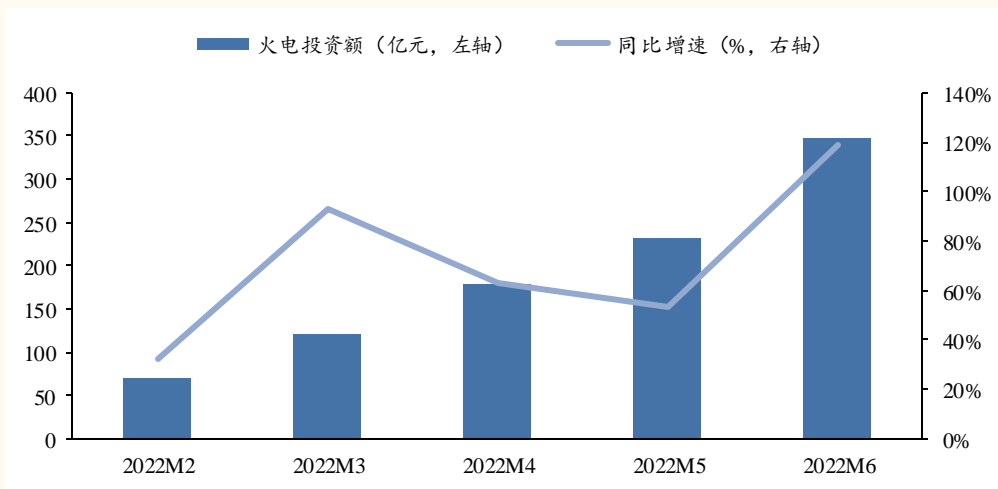
来源: 公司公告、国金证券研究所

2、尖峰保供，与绿电联营，火电仍大有可为

- 火电需求重新得到重视，1H22 火电投资回暖。2002-2005 年火电行业供应偏紧，随着核准、投产量的迅速提升，到“十二五”期间已逐步过渡至供需基本平衡。2016 年以来由于机组大批量投产，火电产能过剩导致火电利用小时数逐年下降，《关于促进我国煤电有序发展的通知》中提出严控煤电新增规模，叫停多个煤电项目，“十三五”期间火电投资额连年下滑。

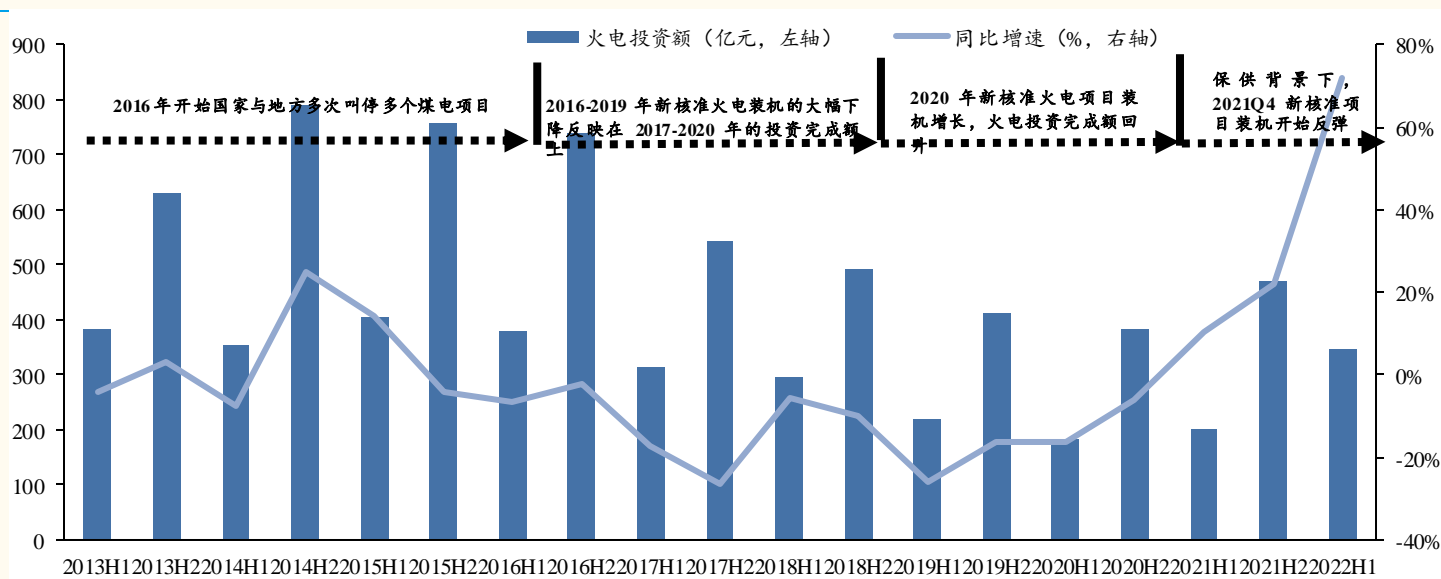
能源“保供+调峰”双重需求催生下，21年起火电投资开始上行，今年上半年继续同比高增，全国火电投资完成额 347 亿元，同比增长 71.8%。

图表 4: 1H22 逐月火电投资完成额情况



来源: Wind、国金证券研究所

图表 5: 近 10 年火电投资完成额复盘

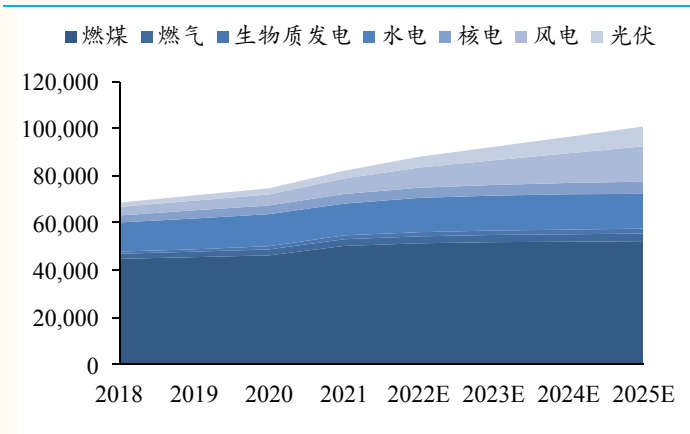


来源: Wind、国金证券研究所

2.1 部分时段电力有效供应或不足，需要火电出力

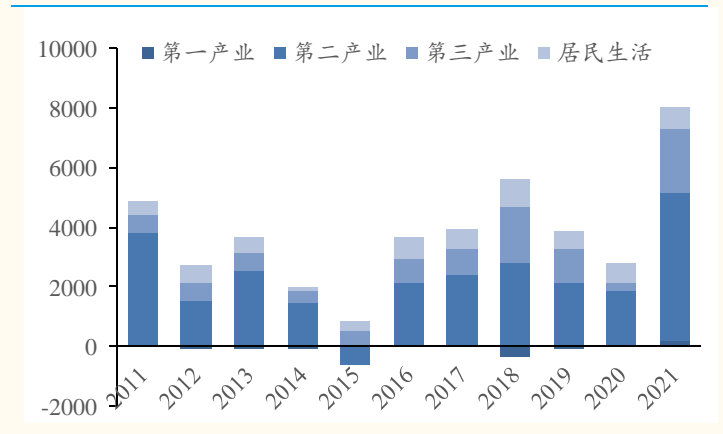
- 二产、三产、居民部门齐发力，“十四五”全社会用电量增速或超 5%。随着疫情影响减退、第三产业增速修复、居民部门和第二产业电气化水平提高，预计“十四五”期间全社会电力消费弹性系数将大于 1。基于“十四五”期间 GDP 年均增速 4.5%-5%和电力消费弹性系数为 1.1 的假设，全社会用电需求年均增速将达 4.95%-5.5%；根据电规总院的预测，未来 3 年全社会用电需求年均增速为 5%左右。分电源看风、光贡献主要电量增量无虞，而电力平衡仍需要火电出力。

图表 6：“十四五”期间分电源发电量展望（亿千瓦时）



来源：中电联，国金证券研究所

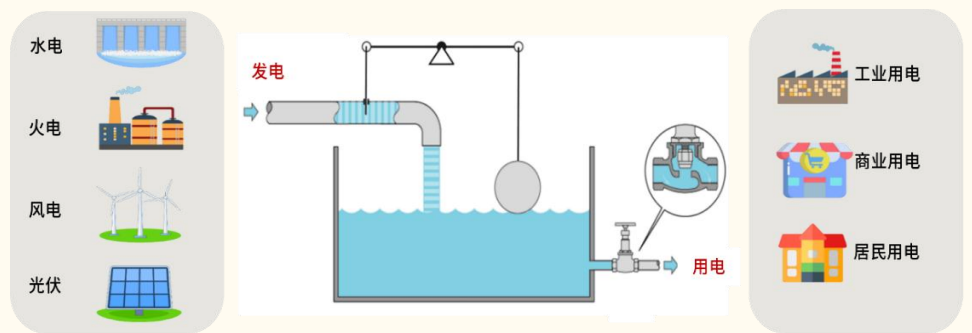
图表 7：2011-2021 年各部门新增用电量情况（亿千瓦时）



来源：Wind，国金证券研究所

- 电力运行特点要求实时平衡，尖峰负荷对火电需求或超规划预期。由于电能不能大量存储，电能供需应保持实时平衡，不平衡将引致电力系统失稳、崩溃，乃至大停电。火电与核电作为相对稳定的保障电源，其合计装机规模应与尖峰负荷基本匹配。22M7 尖峰负荷约 12.5 亿千瓦，若剔除限电影响接近 13 亿千瓦。以 5%用电增速测算，至 25 年尖峰负荷将达 15 亿千瓦。根据核电装机规划，预计 25 年在运机组容量达 0.7 亿千瓦，则火电理论需求量为 14.3 亿千瓦，对应煤电增量装机需求在 2.8 亿千瓦。“十四五规划”中规划 2025 年煤电新增装机 1.5~2 亿千瓦，或存在超预期空间。公司作为火电龙头，我们预计 22~24 年新增煤电装机分别为 140/355/571 万千瓦。

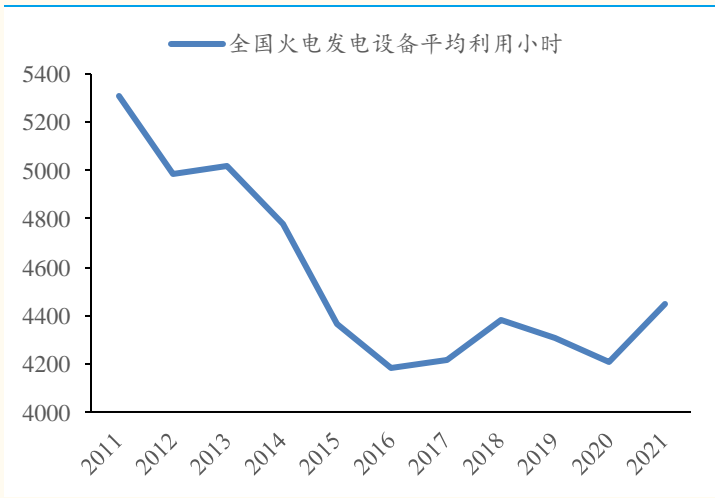
图表 8：电力运行特点示意图



来源：国金证券研究所

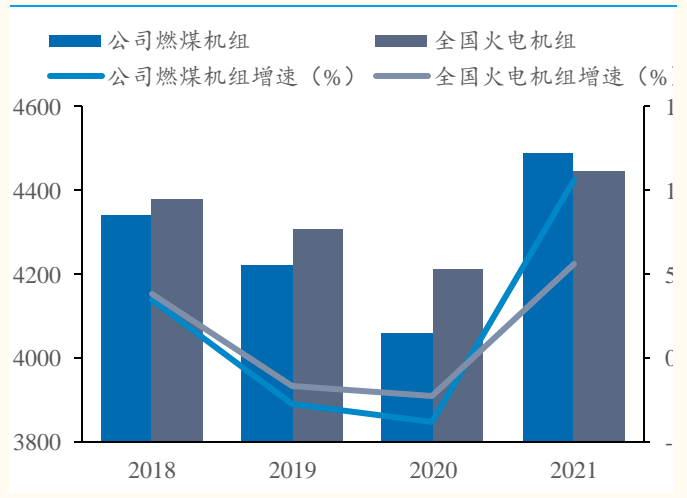
- 电力系统转型期恰逢极端天气频发，可再生能源有效出力不足，火电托底保供利用小时数有所回升。2016-2021 年间，新能源装机占比、发电量占比持续提升而火电装机占比持续下降。2021 年 3 月，中央财经委员会第九次会议上首次明确提出构建“新型电力系统”，即以新能源为主体、煤电承担托底保供作用的电力系统。基于此，火电机组利用小时数长期呈下降趋势是电力系统转型的必然结果。然而，新能源发电具有波动性、随机性和间歇性的特点；近年极端天气频发，加剧了其波动性。2021-2022 年连续出现可再生能源替代效应不及预期、需要火电托底保供的情况，火电机组年平均利用小时数有所回升。

图表 9: 2011-2021 年全国火电发电设备平均利用小时数 (小时)



来源: Wind、国金证券研究所

图表 10: 2018-2021 年公司燃煤机组和全国火电机组平均利用小时情况 (小时、%)

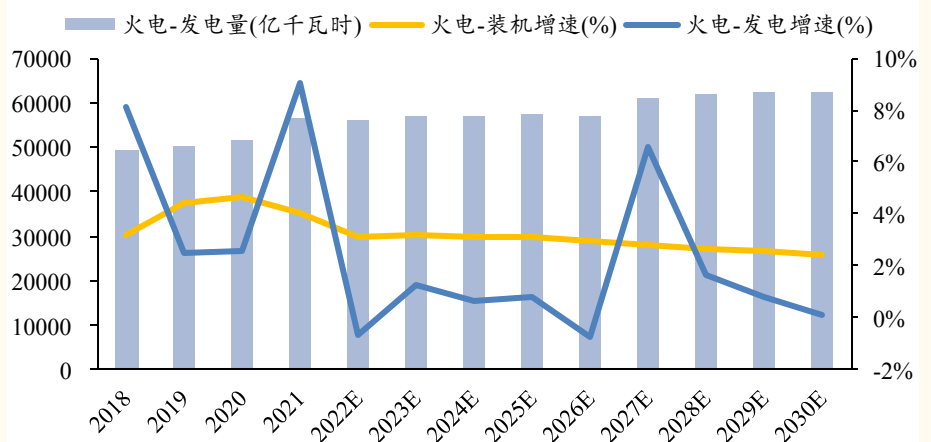


来源: Wind、公司公告、国金证券研究所

2.2 火电+绿电联营，调节能力可变现

- “十四五”火电将呈现装机增速高于电量增速，调节功能逐步突出。我们在确定风、光电量目标的基础上，根据用电需求预测倒推得到火电电量需求，假设利用小时数年降后，预计“十四五”期间火电年新增装机量会相对稳定在 4100~4300 万千瓦，装机增速高于电量增速，调节功能逐步突出。

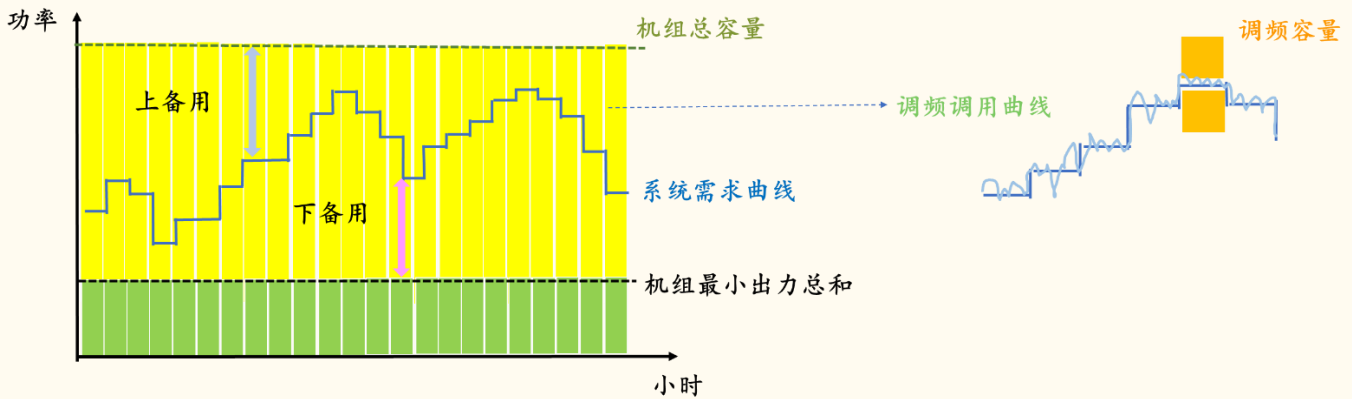
图表 11: “十四五”火电发电、装机预测 (亿千瓦/%)



来源: 中电联、国金证券研究所

- 火电具备调峰、调频等多种调节功能。(1) 调峰: 考虑到系统负荷存在不确定性，运行中开机的机组总容量应大于系统负荷需求，机组最小出力总和应小于系统负荷需求，偏差部分称为备用，分为上备用与下备用（下备用能力依赖灵活性改造）。(2) 调频: 机组出力随电力系统的负荷波动而快速调整（频率要求高于调峰）。
- 提供电量 VS 调节，需寻找效率最大化。为提供辅助服务，机组需要提前锁定一部分容量不能提供电能量服务。因此，应当对电能量交易与辅助服务市场交易的分配进行综合考虑，提高资源配置效率。

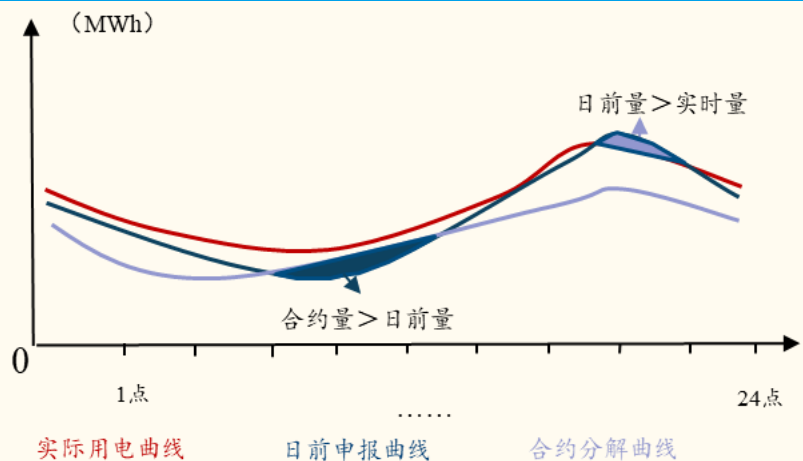
图表 12: 火电调节示意图



来源: 国金证券研究所

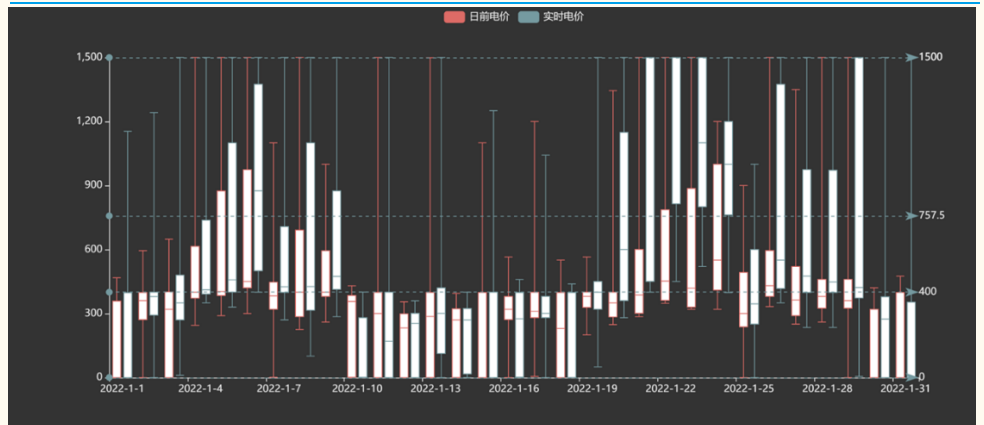
- 绿电消纳从保障性收购走向市场化交易。在发展初期为确保高成本绿电具有相对比较优势，电网核定保障利用小时数以内的电量，以统购统销的方式保量保价收购，消纳无忧、收益率确定。在“1439 号文”后用户侧进入市场规模扩大，电网角色进一步向代理购电转换，可保障收购电量长期看逐步减少，意味着更多的绿电将进入市场化交易（售电量、电价均由市场决定）。
- 绿电出力不可准确预测，而目前仍需通过报量报价参与市场交易，形成矛盾，是其盈利波动的主因。合约量、日前量、实时量反映现货市场上不同时间尺度的售电约定，两两间不匹配部分产生价差。常见影响绿电收益的两种情形包括：（1）午时光伏大发而电力负荷处在低谷值，产生弃电或报零价；（2）晚间光伏出力迅速降低且低于预期，而电力负荷达峰值，为避免受偏差考核就需于市场上高价购电履约。
- 寻找可控电源（火电）联营、打捆售电是解决路径之一。利用上述火电的调节功能，可在用电谷值降至最小出力为光伏大发提供消纳空间；可在用电峰值开启上备用，替代绿电完成约定量。从可控电源角度选择，火电无疑是最适配的；从储能替代角度来看，抽水蓄能的应用前景当前最明朗。

图表 13: 电力现货市场电费结算法制示意图



来源: 国金证券研究所

图表 14: 午时光伏发电较多而电力负荷处在低谷值, 出现报零价 (山西 1M22 现货市场情况)



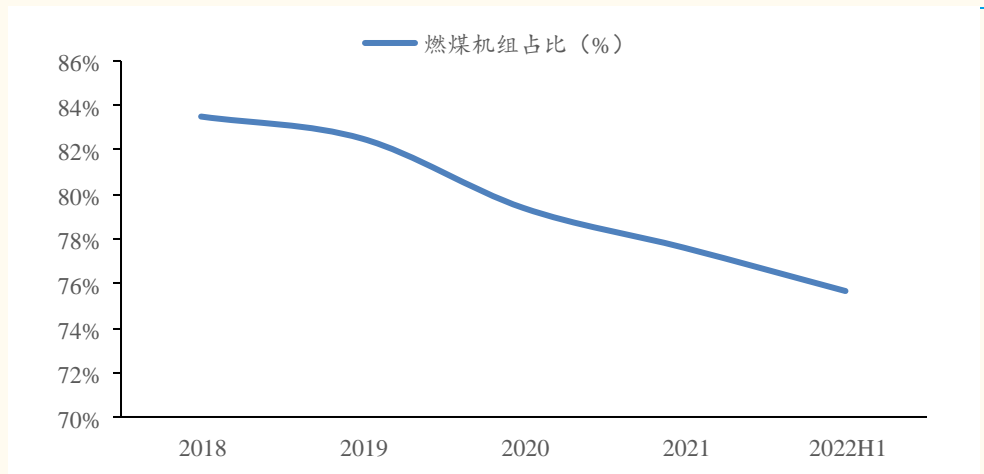
来源: 购电结算平台, 国金证券研究所

3、煤价下行+电价上浮有望带来火电业绩好转

3.1 受疫情和进口煤价高企拖累, 1H22 火电盈利承压

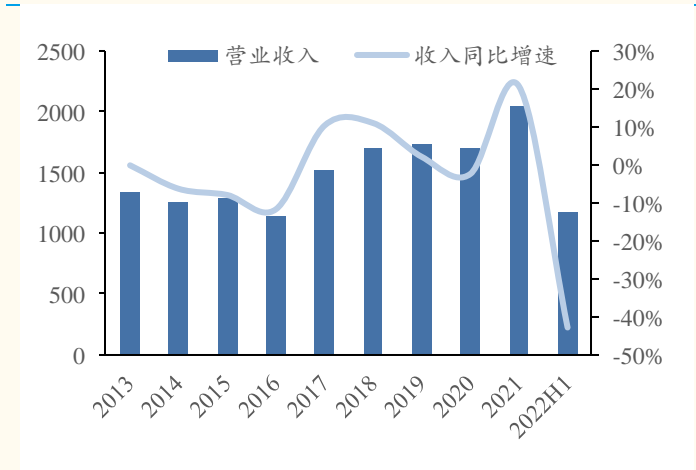
- 火电作为电量电源支撑公司平稳收入, 近年盈利下滑主因煤价上涨、电价传导不充分。因公司火电装机占比较大, 且火电目前仍主要作为电量电源出力, 因此上网电量总体平稳, 收入端随电价小幅波动。而电价对燃料成本变动的响应并不充分, 20Q4 以来, 煤炭价格呈持续上涨趋势; 1H22, 煤价虽较 21Q4 的高位有所回落, 但仍维持高位。1H21/1H22 公司单位燃料成本分别为 250.3、376.7 元/兆瓦时, 分别同比增长 11.8%、50.5%; 同期平均上网电价分别为 418.8、505.7 元/兆瓦时, 分别同比增长 0.52%、20.7%。电价调整幅度、速度均不及燃料成本, 直接导致业绩承压。1H21/1H22 公司分别实现归母净利润 42.8、-30.1 亿元, 增速分别为 -25.3%、-167.6%。

图表 15: 2018-2022H1 公司燃煤机组装机容量占比 (%)



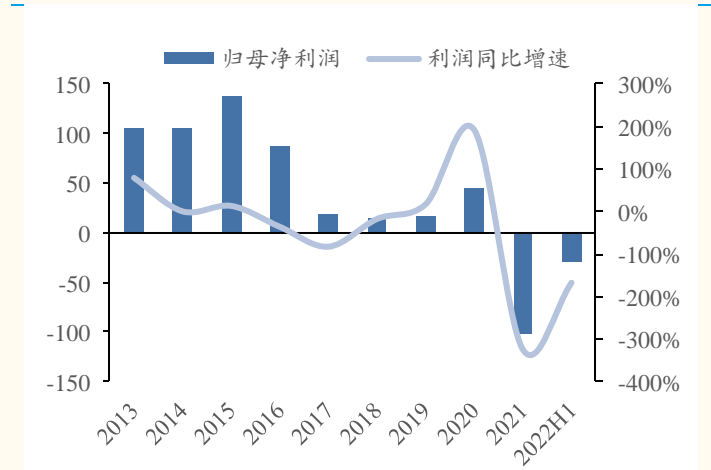
来源: Wind、中电联、国金证券研究所

图表 16: 2013-2022H1 公司营业收入情况 (亿元、%)



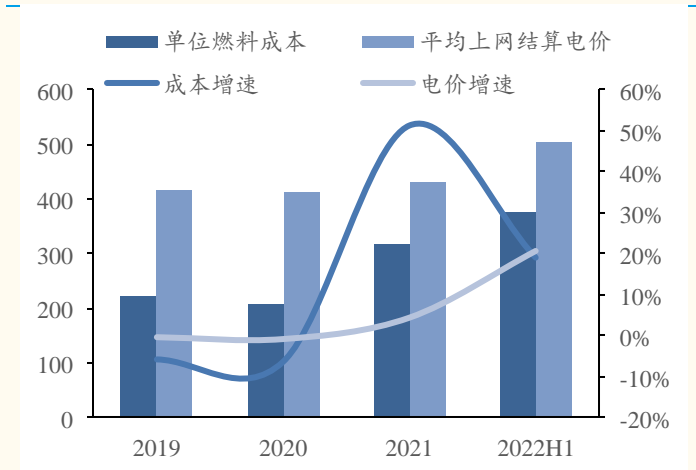
来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 17: 2013-2022H1 公司归母净利润情况 (亿元、%)



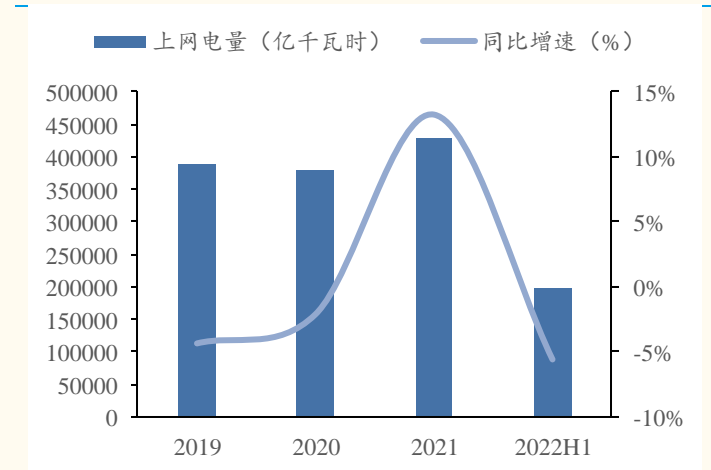
来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 18: 2019-2022H1 公司单位燃料成本和平均上网结算电价情况 (元/兆瓦时、%)



来源: Wind、国金证券研究所

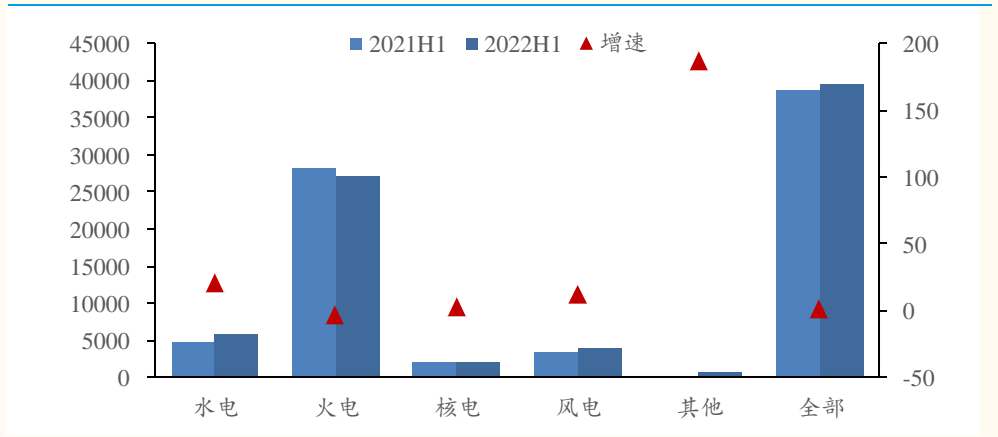
图表 19: 2019-2022H1 公司上网电量和增速情况 (亿千瓦时、%)



来源: Wind、国金证券研究所

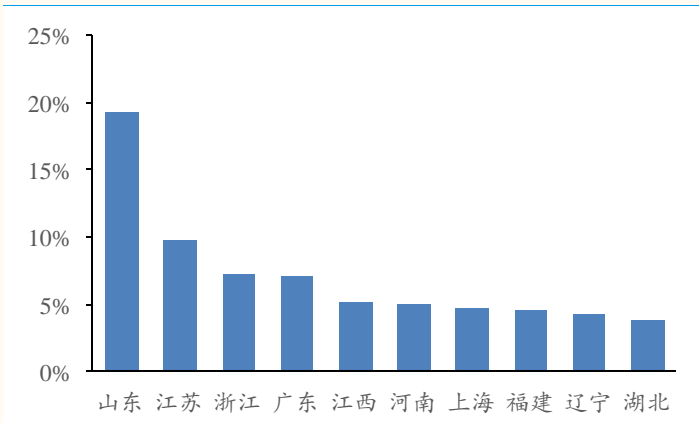
- 1H22 发电量暂受疫情和可再生能源发电较多影响, 有所下滑。1H22 可再生能源发电较多挤占火电需求, 疫情影响下全社会用电需求增速放缓, 全国火电利用小时数和电量分别同比-6.1% (减少 133 小时) /-3.9%; 公司火电量同比减少 220 小时, 降幅大于行业平均, 主因上海、江苏和广东三省内机组发电量占到 21.6%, 与疫情高发区域重合度高。

图表 20: 2022H1 全国分电源发电量情况 (万千瓦时, %)



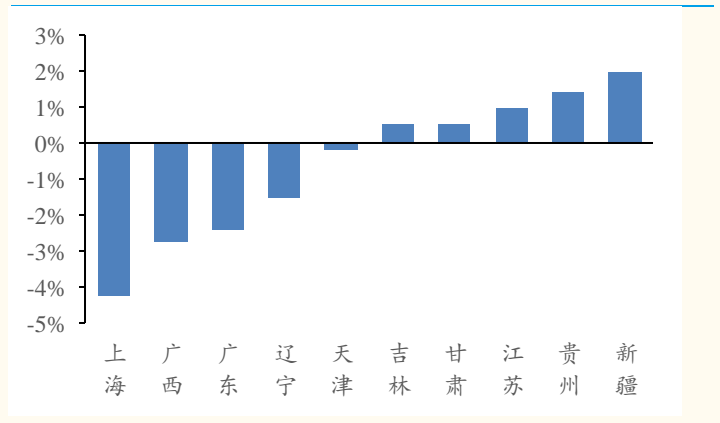
来源: Wind、中电联、国金证券研究所

图表 21: 2021 年公司火电发电量占比前十的地区 (%)



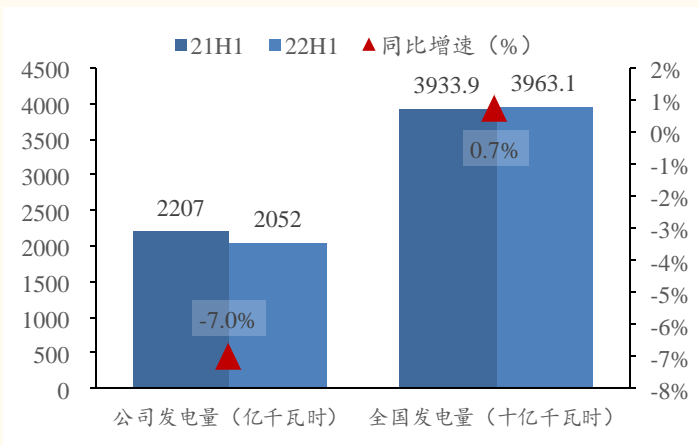
来源: 国金证券研究所

图表 22: 2022M1-M6 全国用电量降幅前十地区 (%)



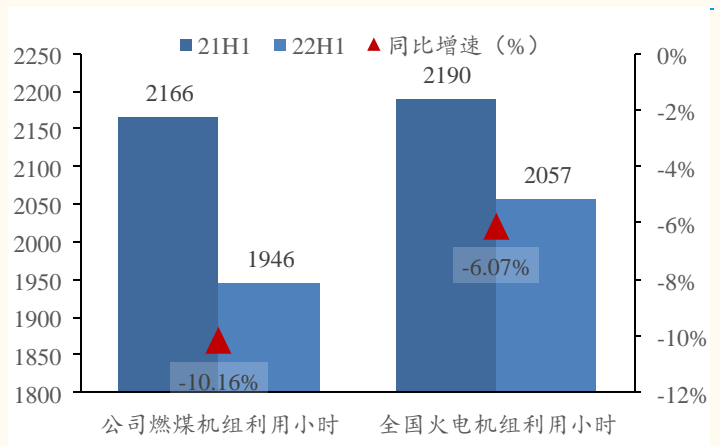
来源: 国金证券研究所

图表 23: 2021H1、2022H1 公司和全国发电量情况 (亿千瓦时、十亿千瓦时)



来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 24: 2021H1、2022H1 公司燃煤机组和全国火电机组利用小时数情况 (小时)

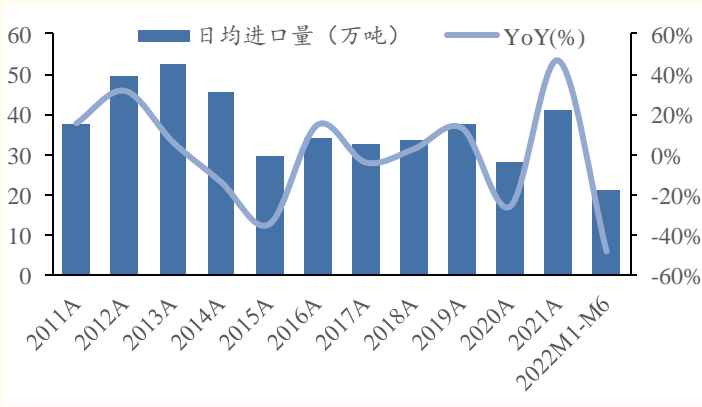


来源: 公司公告、国金证券研究所

- 1H22 进口煤价高企, 使燃料成本维持高位: 受 1 月印尼出口禁令和 2 月俄乌冲突影响, 1H22 进口煤价高企。内贸煤与进口煤价格倒挂, 导致上半年国内广义动力煤进口量同比下降 39.8%, 沿海资源减少, 联动港口和产

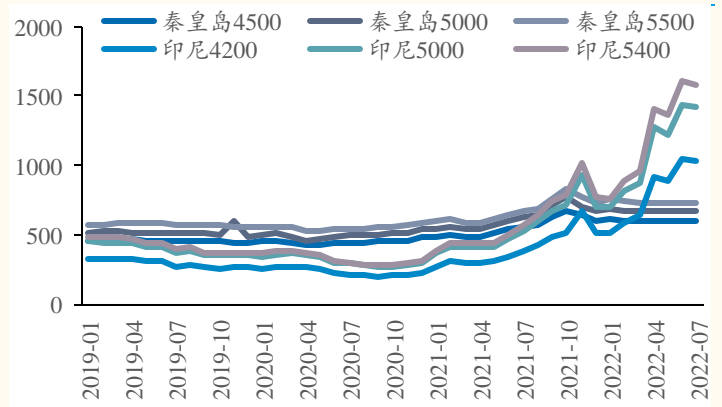
地价格上涨。公司沿海沿江电厂主要使用下水煤，2Q22 进口动力煤使用量 918 万吨，环比增长 15.04%，拉动单位燃料成本上升，压制火电业绩。1Q22、2Q22，公司单位燃料成本分别为 361.05、396.5 元/吨，环比分别下降 17.8%、增长 9.8%；归母净利润分别为-9.6、-20.5 亿元，环比分别增加 157.3%、下降 217.7%。

图表 25: 2011-2022M6 国内动力煤日均进口量与增速 (万吨) (%)



来源: Wind、国金证券研究所

图表 26: 2019M1-2022M7 印尼煤与内贸煤价格情况 (元/吨)

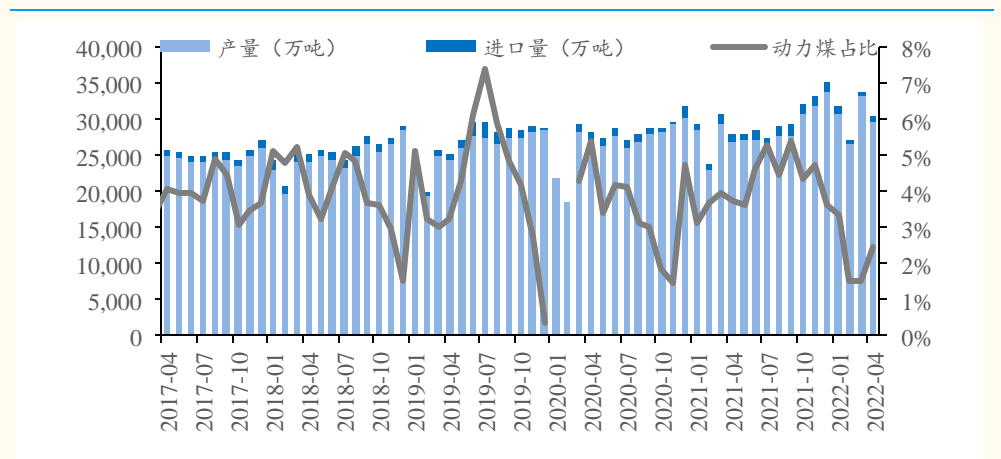


来源: Wind、国金证券研究所

3.2 煤价下行+煤耗降低支持成本下降，助力业绩修复

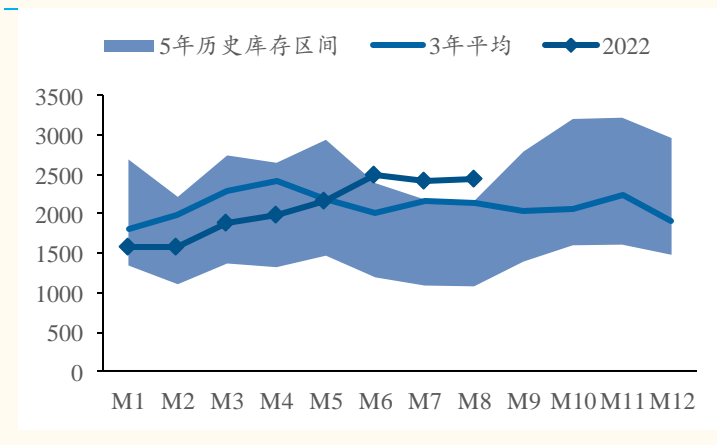
- 一系列保供稳价政策落地，全年动力煤价格有望下行。1) 从全行业角度看，煤炭产量提升是煤价下行的源动力。进口动力煤占国内总供应不足 5%，通过国内增产可平抑由进口价格倒挂带来的进口减少影响。基于统计局口径，1-7 月国内原煤平均日产量为 1208.3 万吨/天，已达到了全年增产煤炭 3 亿吨所对应的日产量目标。7、8 月用电旺季期间，北方港动力煤库存不降反升且处于历史高位，说明国内动力煤供需紧张的情况已有所缓解，保供政策取得成效。2) 从公司角度看，缓解煤价高企的压力主要通过内贸煤长协和补签进口煤应急保障合同。

图表 27: 国内动力煤供应量构成 (%)



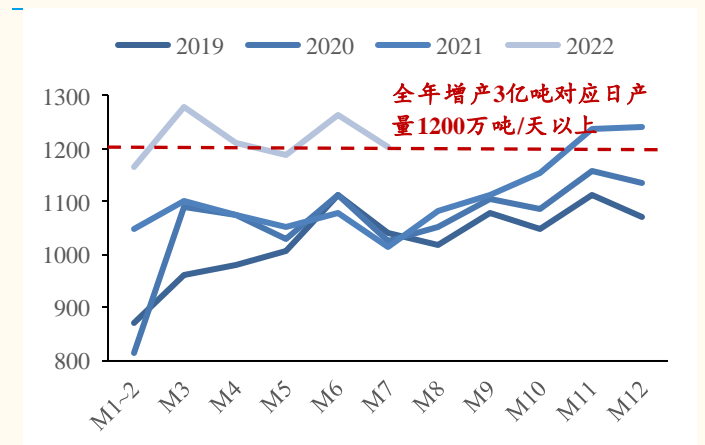
来源: Wind、国金证券研究所

图表 28: 历年北方港煤炭库存情况 (万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

图表 29: 2019-2022M7 国内原煤月度日产量 (万吨/天)



来源: Wind、国金证券研究所

- ✓ 内贸煤长协落地: 5月1日起, 发改委“303号文”正式执行, 明确了国产动力煤中长期交易价格的合理区间。7月初, 发改委安排部署电煤中长期合同换签补签工作, 提出对6月以来发生的长协不履约案例严格执行欠一补三的条款; 7月新发生的不履约的案例, 对所在省份实行欠一罚十, 展现出国家执行保供政策的力度和决心。
- ✓ 进口煤应急保障合同落地: 4-5月, 发改委先后发布《关于做好进口煤应急保障中长期合同补签工作》、《关于进一步明确进口煤应急保障中长期合同补签有关事项的通知》, 为进口煤依存度较高的电力集团配置1.8亿吨进口煤应急保障中长期合同量; 同时规定价格最高不超过中长期合同实际执行价的1.5倍。公司对进口煤需求较为刚需, 预计2022年全年进口煤用量为3600-4000万吨。截至7月8日共获得合同量3712万吨, 其中已签合同量2237万吨, 至少能覆盖公司今年预期用量的55.9%; 加上另有1000-2000万吨与外矿签订的长协合同量, 长协基本可覆盖全年进口煤需求量。

图表 30: 2021年下半年以来国家发改委和国常会有关煤炭保供限价的会议和政策一览

时间	会议/政策发布主体	内容
2021年9月13日	国家发改委	要求推动煤炭中长期合同对发电供热企业直保并全覆盖, 确保发电供热用煤需要; 发电供热企业和煤炭企业在今年已签订中长期合同基础上再签订一批中长期合同, 将发电供热企业中长期合同占年度用煤量的比重提高到100%。
2021年10月8日	国常会	在保障安全生产的前提下, 推动具备增产潜力的煤炭尽快释放产能, 加快已核准且基本建成的露天煤矿投产达产, 促进停产整改的煤矿依法依规整改, 尽早恢复生产。
2021年10月19日	国家发改委	召开能源保供工作机制煤炭专题会议, 宣布实施煤炭价格干预、煤电油气保供、严厉打击恶意炒作动力煤期货等。
2021年12月3日	国家发改委	印发《2022年煤炭长期合同签约履约方案(征求意见稿)》, 提出中长期合同5500大卡动力煤基准价由此前的535元/吨上调至700元/吨, 并设定浮动范围为550-850元/吨; 明确2022年度中长期合同纳入“信用中国”网站的诚信履约保障平台进行监管。
2022年2月24日	国家发改委	官网发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》(简称“303号文”), 提出完善煤、电价格传导机制, 引导煤、电价格主要通过中长期交易形成, 提出秦皇岛港5500大卡下水煤中长期含税交易价格在570-770元/吨较为合理。

2022年2月28日	国家发改委	<p>印发《关于做好2022年煤炭中长期合同监管工作的通知》，明确：</p> <p>1) 价格机制：支持煤、电双方在发改委提出的合理价格区间内自主协商确定价格水平。如双方不能达成一致意见，按“(基准价+浮动价)/2”价格机制执行：1) 基准价：下水煤合同按5500大卡动力煤675元/吨执行，非下水煤合同按下水煤基准价扣除运杂费后的坑口价格确定；2) 浮动价：实行月度调整，当月浮动价按有关煤炭市场价格指数综合确定。暂采用全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤价格指数、CCTD秦皇岛动力煤综合交易价格指数3个指数，选取每月最后一期价格，按同等权重确定指数综合价格。</p> <p>2) 履约报送：要求供需企业要每月线上报送合同履行情况，保证单笔合同月度履约率不低于80%、季度和年度履约率不低于90%。</p> <p>3) 核查评估：强调2022年煤炭中长期合同全部通过全国煤炭交易中心线上平台录入确认并在线签订诚信履约承诺，全部纳入“信用中国”网站的诚信履约保障平台进行监管。</p>
2022年4月20日	国常会	发挥煤炭的主体能源作用，通过增产产能、扩产、新投产等，今年 新增煤炭产能3亿吨 ；运用市场化法治化办法，引导煤价运行在合理区间

来源：政府官网，国金证券研究所

- 短期煤价敏感性分析：中性假设下，若22H2 5500大卡动力煤内、外贸市场均价低于1100元/吨，公司全年业绩（含绿电）有望实现扭亏。
- ✓ 煤价假设：（1）悲观假设：公司全年实现发电量较计划量低2%，其中煤电发电量占比90%；中长协合同覆盖率、履约率90%，进口煤应急保障合同覆盖率为75%；（2）中性假设：公司全年实现发电量等于计划量，煤电发电量占比不变；中长协合同覆盖率、履约率达95%，进口煤应急保障合同覆盖率为90%；（3）乐观假设：公司全年实现发电量较计划量高2%，煤电发电量占比不变；中长协合同覆盖率、履约率、进口煤应急保障合同覆盖率均达100%。
- ✓ 电价假设：由于1H22电价上涨主要受煤价高企驱动，假设当5500大卡动力煤市场均价高于1000元/吨时，公司煤电上网电价维持顶格上浮20%，即0.487元/千瓦时；当市场均价低于1000元/吨时，电价下降至较基准价上浮18%，即0.479元/千瓦时。
- ✓ 结论：考虑到公司1H22风电、光伏合计实现净利润约37亿，若下半年5500大卡动力煤市场价不超过1100元/吨，则全年业绩（含绿电）有望实现扭亏。

图表 31：公司净利润对煤价变动的敏感性测算

		单位	2021	悲观	中性	乐观
市场煤价 800元/吨	煤电发电量	亿千瓦时	4320	3928	4008	4088
	上网电价	元/千瓦时	0.44	0.479	0.479	0.479
	标煤入炉价格	元/吨	1,088	989	989	981
	煤耗	克/千瓦时	290.7	286.04		
	净利润	亿元	-166	36.69	44.11	51.09
	业绩增厚比例	%		122.10%	126.57%	130.78%

市场煤价 900元/吨	上网电价	元/千瓦时	0.44	0.479	0.479	0.479
	标煤入炉价格	元/吨	1,088	1,041	1,032	1,024
	煤耗	克/千瓦时	290.7	286.04		
	净利润	亿元	-166	-4.36	2.79	9.45
	业绩增厚比例	%		97.37%	101.68%	105.69%

市场煤价 1000 元/吨	上网电价	元/千瓦时	0.44	0.487	0.487	0.487
	标煤入炉价格	元/吨	1,088	1,078	1,067	1,057
	煤耗	克/千瓦时	290.7	286.04		
	净利润	亿元	-166	-13.50	-4.47	4.01
	业绩增厚比例	%		91.87%	97.31%	102.42%

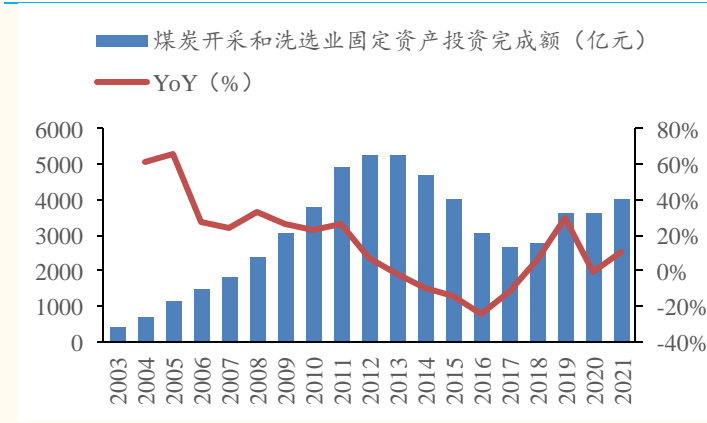
市场煤价 1100 元/吨	上网电价	元/千瓦时	0.44	0.487	0.487	0.487
	标煤入炉价格	元/吨	1,088	1,150	1,103	1,069
	煤耗	克/千瓦时	290.7	286.04		
	净利润	亿元	-166	-69.75	-33.73	-6.02
	业绩增厚比例	%		57.98%	79.68%	96.37%

市场煤价 1200 元/吨	上网电价	元/千瓦时	0.44	0.487	0.487	0.487
	标煤入炉价格	元/吨	1,088	1,175	1,121	1,080
	煤耗	克/千瓦时	290.7	286.04		
	净利润	亿元	-166	-89.84	-48.24	-15.31
	业绩增厚比例	%		45.88%	70.94%	90.78%

来源：公司公告、国金证券研究所；注：2021 年为火电板块整体情况，2022 年预测值为煤电板块情况。

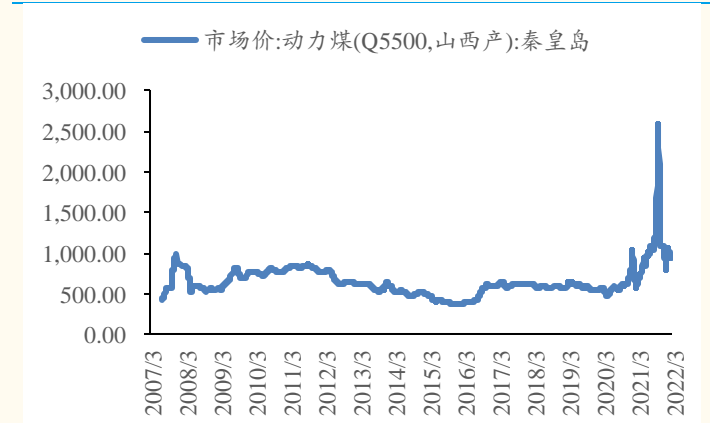
- 长期看煤炭行业投资疲软，供应商扩产意愿不足，煤价或维持在 1000 元/吨左右。2009-2011 年煤价上行周期吸引大量资金投向煤炭行业；到 2012 年，煤炭供给从紧张转为过剩，煤价进入长达 4 年的下行区间。2016 年煤炭行业供给侧改革后，煤价回升并维持在相对高位至 2020 年下半年。然而，煤炭行业的投资完成额并未恢复至 2010 年前后水平。其主要原因系能源清洁化转型趋势明确，投资者对传统化石能源投资缺乏信心。同时，由于价格高涨，煤炭供应商获利颇丰，“以价补量”心理导致煤炭供应商扩产意愿不强烈。

图表 32：2003-2021 年煤炭开采和洗选业固定资产投资情况（亿元，%）



来源：Wind，国金证券研究所

图表 33：2007-2022 年 3 月山西产 5500 大卡动力煤秦皇岛市场价（元/吨）



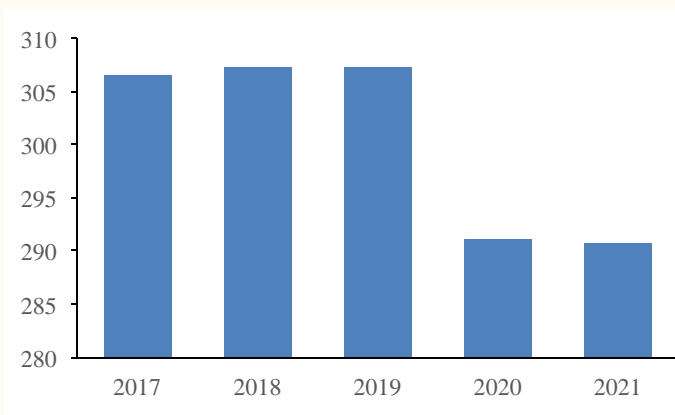
来源：Wind，国金证券研究所

- 公司火电资产分布广泛，质量较高。公司境内火电资产分布在 23 个省、自治区和直辖市，其中位于沿海沿江经济发达地区的电厂受益于区位优势，煤炭采购渠道多样、燃料成本控制有力，曾是其长期优势（今年进口价格

倒挂成为劣势)。境外方面公司在新加坡、巴基斯坦分别全资拥有、投资一家营运电力公司。中国准则下, 1H22 两公司分别实现营业收入 145.5、32.7 亿元, 净利润 6.2、2.5 亿元。

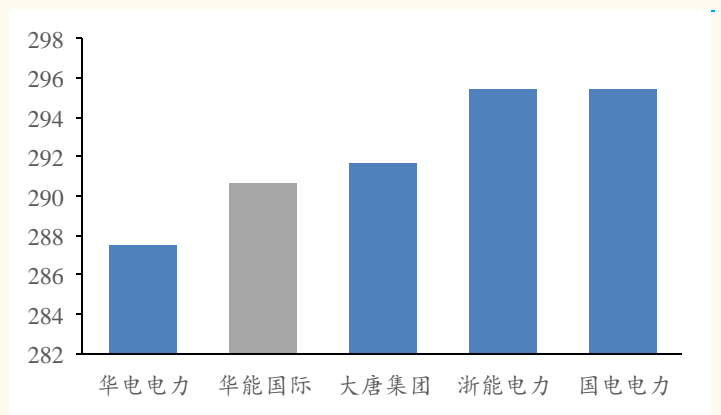
- 前几年及时关停高煤耗机组, 当前煤耗指标行业领先。公司 1H22 机组煤耗为 286.04 克/千瓦时, 较 21 年继续下降 4.65 克/千瓦时, 这是得益于对存量机组进行节能降耗改造、供热改造和灵活性改造, 关停高耗能机组。截至 21 年底, 公司可控燃煤机组中, 60 万千瓦级以上装机占比达 54.8%, 超临界、超超临界机组合计装机容量占比超 60%。短期看, 电厂关停带来大额资产减值损失计提: 2019-2020 年, 公司分别计提资产减值损失 58.1、61.1 亿元。长期看, 剥离低效资产有效降低了平均度电煤耗、缩小了燃料成本波动对公司业绩的冲击: 基于公司其余机组的燃料采购价格与原煤采购价格相同的假设, 若动力煤价暴涨的 2021 年, 公司供电煤耗仍维持在 2019 年水平, 将额外增加燃料成本支出 52.6 亿元。

图表 34: 2017-2021 年公司供电煤耗情况 (克/千瓦时)



来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 35: 2021 年火电行业可比公司供电煤耗水平 (克/千瓦时)



来源: 公司公告、国金证券研究所

3.3 市场化+容量电价支持电价上浮, 贡献业绩弹性

- 回顾改革开放以来的历次电改, 均采用市场化手段梳理电力供需矛盾。火电行业面临的主要困境有: 1) 行政干预电价的情况较多, 电力的商品属性不足, 电价未能充分反映电力供需紧张的现状; 2) 配套高比例可再生能源发展的价格机制缺失, 即缺乏辅助服务市场、容量市场、输电权市场等配套体系。当前《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(简称“1439 号文”)推动了火电市场化定价, 容量电价相关政策尚在制定中。

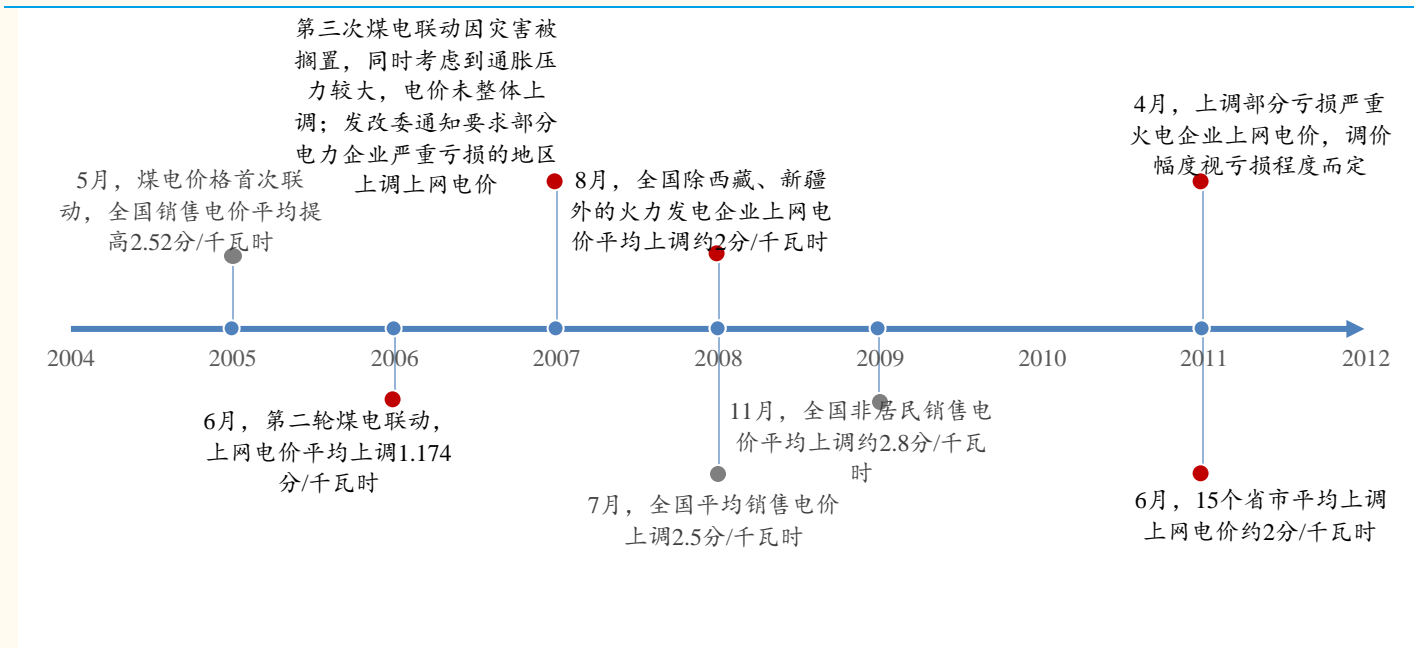
图表 36: 1978 年以来中国历次电力体制改革一览

时间	名称	起因	内容	结果
1985 年	投资体制改革	“四五”期间, 中央和地方财政关系发生变化, 导致地方政府收入扩大, 而负责电力投资的中央财政资金不足, 难以满足快速增长的电力投资需求。电力投资不足导致了 1978-1985 年严重缺电, 严重制约国民经济增长。	引进外国资本、鼓励民间资本投资建设电源。	较成功地解决了电源投资资金来源的问题, 促进了电源的发展。

<p>2002年</p>	<p>政企分开、厂网分离改革</p>	<p>1) 原国家电力公司集发、输、配、售为一体, 垂直运营, 高度垄断, 发电环节缺乏竞争; 2) 1997年亚洲金融危机后, 经济增速放缓, 电力供应富余。为提高电力行业效率, 参照西方发达国家电力市场建设经验, 在国内开始试点建设竞争性电力市场; 3) 二滩水电站建成后出现电力上网问题。</p>	<p>2002年, 国务院出台《<u>电力体制改革方案</u>》(简称“5号文”), 明确按照“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的原则, 将原国家电力公司一分为十一, 成立国家电网、南方电网两家电网公司, 华能、大唐、国电、华电、中电投五家发电集团, 和四家辅业集团公司, 为发电侧塑造了市场主体。</p>	<p>1) 发电企业竞价上网动力不足。1998-2002年, 在国家“三年不建新电厂”的不成文政策下, 发电装机增速下滑。2002年后, 中国经济进入高速增长期, 前期装机增量不足导致2002-2005年间严重缺电, 经济总量受到严重影响。电力供应相对宽松是竞价上网的先决条件, 其在严重缺电中自然消亡。2004年, 国家出台标杆电价政策; 2) 改革重心向维护电网安全稳定运行偏移。2008年南方冰冻灾害后的大停电事故、以及国外电力改革后出现的市场操纵与电价上涨等负面效应加大了国内对电改引发通胀预期和不稳定因素的担忧。</p>
<p>2015年</p>	<p>配售分开改革</p>	<p>1) 电力供应再次由紧转宽, 上一轮电改并未实现给竞价上网创造有利竞争条件的目标, 发电侧没有形成良性、有效的竞争; 2) 配电和输电是自然垄断的环节, 发电和用电是存在竞争的环节, 但竞价上网短期内实现有难度。</p>	<p>2015年, 国务院出台《<u>关于进一步深化电力体制改革的若干意见</u>》(简称“9号文”), 提出了包括发电计划放开、电价放开、配售电放开的“四放开、一独立、一加强”的改革计划, 明确了1) 对具有自然垄断属性的电网环节, 实施国家核定输配电价对其进行管制; 2) 电网不再卖电, 从中间商转为服务商。其核心思路是在电力产业链条上, 对自然垄断部分实行管制, 对非自然垄断部分予以放开, 引入竞争机制。</p>	<p>1) 售电业务受到资本青睐。截至2017年底, 全国在电力交易中心公示的售电公司达3300多家; 2) 竞争性电力市场的建设进展急速: a) 国家层面成立了北京、广州两个全国性电力交易中心, 省级电力交易中心35家, 形成年度长协、月度竞价、现货等多类型交易品种, 推进了8个现货试点市场陆续开展, 初步搭建了层次多元、品种多样的市场交易体系, 但离实现全国范围的电力市场存在一定距离; b) 市场化交易规模方面, 据中电联统计, 2021年全国市场化交易电量同比增长19.3%, 占全社会用电量的45.5%, 同比提高3.3pcts, 剔除城乡居民用电后占比52.93%; 3) 增量配电网改革积极推进。</p>
<p>2021年</p>	<p>进一步完善电力市场化改革</p>	<p>2021年7月起, 电力供需紧张局势出现; 煤价自2020年下半年起持续上升, 火电企业经营困难。各地逐渐取消市场化交易电价“暂不上浮”的规定, 允许交易电价在燃煤标杆电价向上浮动10%。</p>	<p>10月8日, 国务院常务会议提出改革完善煤电价格市场化形成机制等多项改革措施。其中提到有序推动燃煤发电电量全部进入电力市场, 将市场交易电价上下浮动范围调整为原则上均不超过20%, 高耗能行业不受上浮20%的限制。 10月12日, 国家发改委正式出台《<u>关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知</u>》(简称“1439号文”)。</p>	<p>煤电平均上网结算电价普遍上涨。</p>

来源: 政府官网, 国金证券研究所

图表 37: 2005 年以来历次电价上调一览



来源：北极星、国金证券研究所

- “1439 号文”推动火电市场化定价的成效已现，煤电参与电力现货市场、向高耗能售电，电价可涨超 20%。2021 年 10 月 12 日，“1439 号文”出台后，燃煤发电量原则上全部进入市场，通过市场交易以“基准价+上下浮动”的机制形成上网电价，且上下浮动区间扩大至 20%，高耗能企业和电力现货市场交易电价不受 20%上下限制约。实际落地来看，1H22 公司燃煤发电量平均上网电价为 0.487 元/千瓦时，同比涨约 20%，好于预期主因：1) 同期煤价高于预期，电价上涨受燃料成本驱动；2) 公司在甘肃地区向高耗能企业售电的电价突破 20%上限；3) 参与电力现货市场交易，利用峰谷价差实现交易电价涨超 20%。
- ✓ 电价对公司净利润影响弹性较大。以中性假设下标煤入炉单价 1067 元/吨情况为例，基于公司平均燃煤基准价为 0.406 元/千瓦时的假设，若火电平均上网电价较基准价上浮 24.7%时，公司火电板块可实现扭亏。

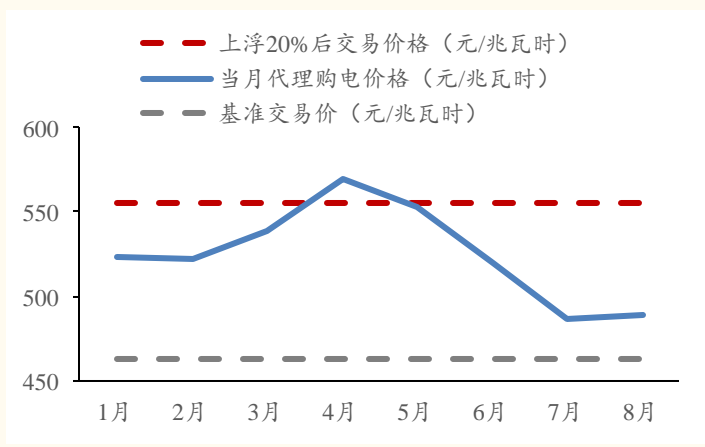
图表 38: 公司净利润对电价变动的敏感性测算

电价	电价变动 (%)					
	0.480	0.489	0.497	0.506	0.515	0.524
较 2021 年火电上网电价涨幅	10.0%	12.0%	14.0%	16.0%	18.0%	20.0%
较公司平均燃煤基准价上浮	18.3%	20.4%	22.6%	24.7%	26.9%	29.0%
入炉标煤单价 (元/吨)	净利润 (亿元)					
989	153.0	177.7	202.5	227.2	252.0	276.7
1,041	5.5	28.3	51.1	73.9	96.7	119.5
1,078	-22.7	0.1	22.9	45.8	68.6	91.4
1,150	-51.9	-29.1	-6.3	16.5	39.3	62.1
1,175	-66.4	-43.6	-20.8	2.0	24.8	47.6

来源：公司公告、公司业绩交流会、国金证券研究所

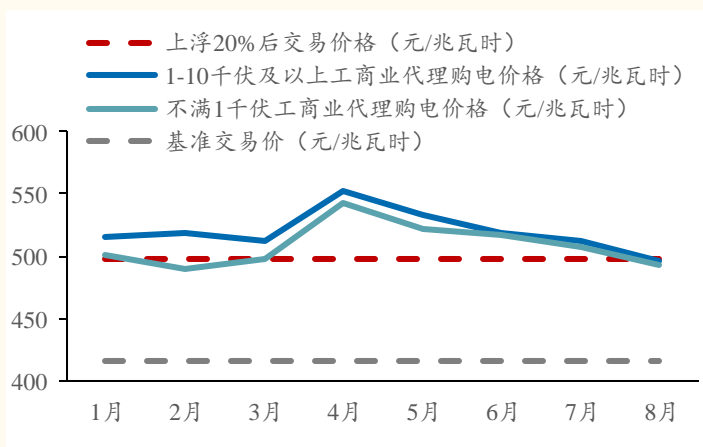
- 但煤价下行背景下，上述高电价预计难以维持。考虑到电价水平主受成本和供需影响，预计在煤价下行的背景下，电价保持顶格上浮 20%存在困难。以用电供需偏紧省份广东、浙江 1-8 月代购电价为例，电价呈先增后降趋势，4 月均价到达高峰（上涨超 20%）后回落。

图表 39: 广东省 2022 年 1-8 月代理购电价格情况 (元/兆瓦时)



来源: 北极星、国金证券研究所

图表 40: 浙江省 2022 年 1-8 月代理购电价格情况 (元/兆瓦时)



来源: 北极星、国金证券研究所

- 为引导火电机组以“提供调节”代替“提供电量”，展望“以价补量”的容量市场推出。
- ✓ 标杆电价机制抑制了火电机组提供调峰服务的积极性，压低了火电机组的能效。传统火电机组执行统一的电量电价，盈利能力很大程度上取决于发电量，因此火电企业降低机组利用小时承担调峰意愿低。此外，高效机组变动成本低而固定成本高；低能效机组固定成本低而变动成本高。而单一电量电价使不同的能效火电机组一致追求利用小时最大化，抬高了电力系统的综合成本。
- ✓ 两部制电价机制是打破火电企业追求利用小时数的关键。两部制电价包括容量电价和电度电价。容量电价按照电厂有效装机容量确定，电量电价按照电厂发电量确定。容量电价有望破解统一电量电价下火电机组一味追求利用小时数的困局，为提供调峰服务的机组提供盈利保障，并鼓励不同能效的火电机组采取不同的市场策略。
- ✓ 若要求各种情形下维持利润水平，相应容量补偿电价需求为 0.132~0.165 元/千瓦时。利用小时数对净利润影响弹性较大。当标煤入炉单价低于 1032 元/吨，火电板块预计可实现盈亏平衡。而此时若利用小时数下降 1% 将对应净利润下降 149.8%，公司将由盈转亏。若需通过容量电价补偿因利用小时数下降带来的利润减少部分，对应度电补偿需 0.15 元/千瓦时。根据不同煤价/电价假设，容量电价补偿区间预计在 0.13~0.16 元/千瓦时之间。

图表 41: 公司净利润对利用小时数下降的敏感性测算及对应容量补偿电价需求

		利用小时数变动对净利润影响 (亿元, %)						“以价换量”，对容量电价的要求 (元/KWh)
		0.0%	-0.5%	-1.0%	-2.0%	-3.0%	-4.0%	
标煤入炉价	981	47.5	-5.2%	-10.4%	-20.8%	-31.2%	-41.6%	0.165
电价	0.479							
标煤入炉价	1,032	3.0	-74.9%	149.8%	299.5%	449.3%	599.0%	0.150
电价	0.479							
标煤入炉价	1,067	-4.8	-45.9%	-91.9%	183.7%	275.6%	367.5%	0.148
电价	0.487							
标煤入炉价	1,103	-36.4	-5.6%	-11.3%	-22.6%	-33.9%	-45.2%	0.137
电价	0.487							
标煤入炉价	1,121	-52.0	-3.8%	-7.6%	-15.2%	-22.8%	-30.4%	0.132
电价	0.487							

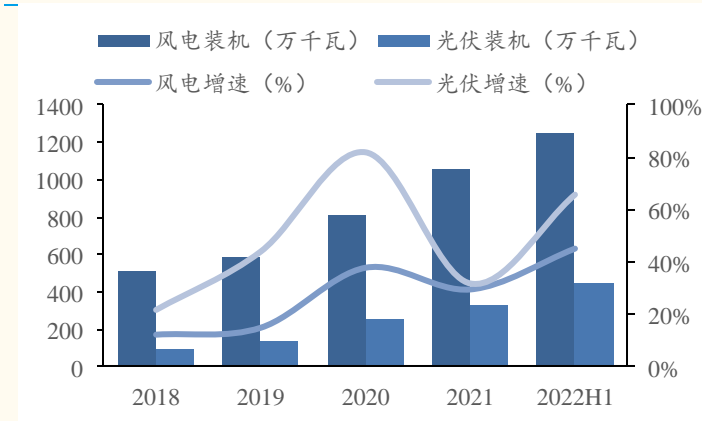
来源: 公司公告、公司业绩交流会、国金证券研究所

4、转型绿电目标明确

4.1 转型成果初现，1H22 绿电盈利冲抵火电亏损压力

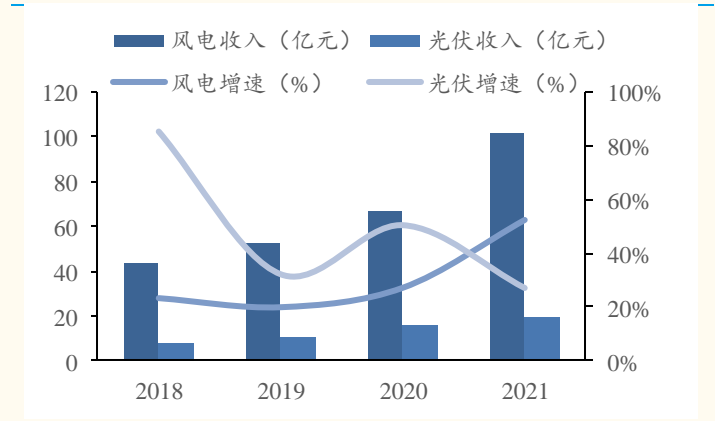
- 公司风光装机和发电量快速增长，打造第二成长曲线。截至 1H22，公司风电、光伏装机分别达到 1248.1、447.8 万千瓦，同比分别增长 65.7%、45.1%。同期风光发电量分别为 208.3、35.8 亿千瓦时，同比分别增长 47.7% 49.8%。1H22 风电、光伏业务分别实现税前利润 34.3、5.3 亿元，分别同比增长 20.4%、43.8%，大幅冲抵了火电亏损。

图表 42: 2018-2022H1 公司风电、光伏装机容量情况 (万千瓦、%)



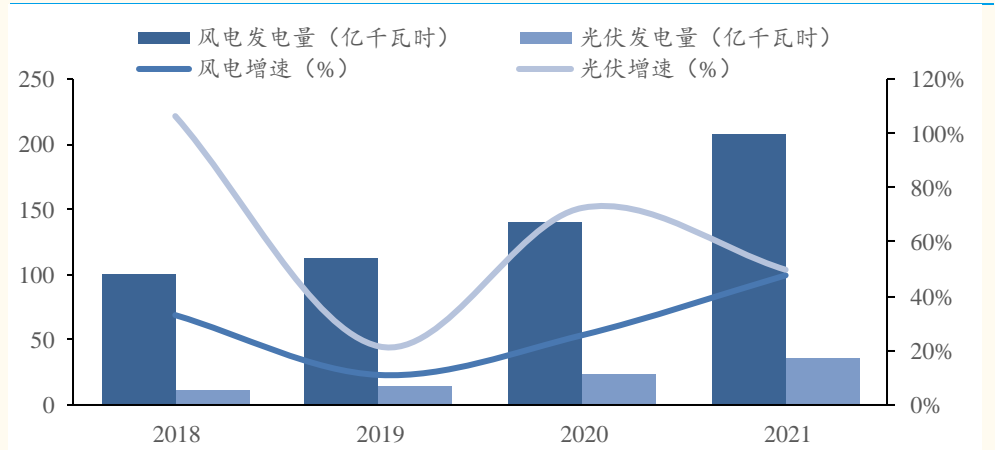
来源：公司公告、国金证券研究所

图表 43: 2018-2022 年公司风电、光伏收入情况 (亿元、%)



来源：公司公告、国金证券研究所

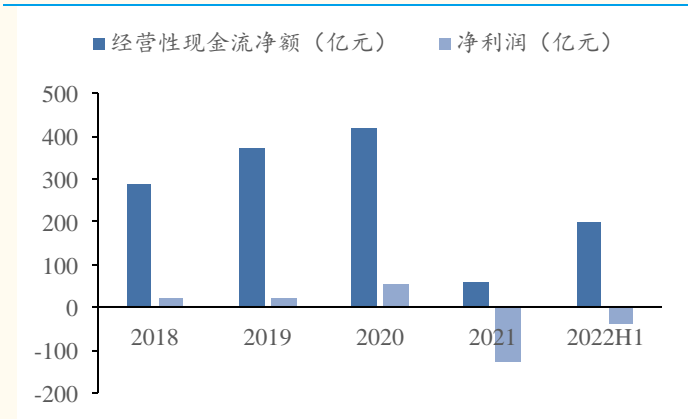
图表 44: 2018-2021 年公司风电、光伏发电量及其增速情况 (亿千瓦时、%)



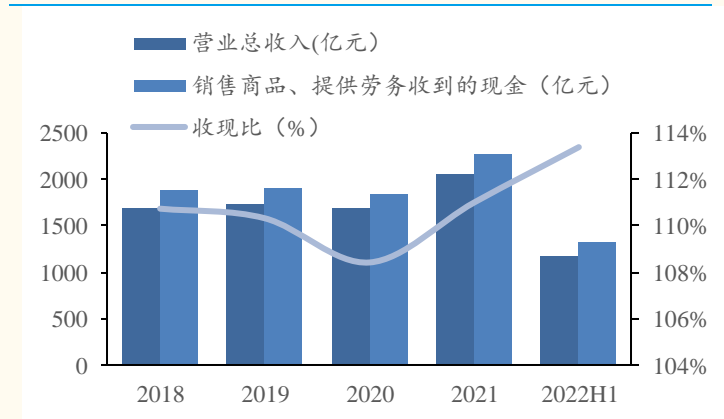
来源：公司公告、国金证券研究所

- 可再生能源补贴回收，1H22 经营性净现金流改善。受火电业务大幅亏损影响，公司 2021 年经营性现金流净额同比下降 85.7%。1H22 中央财政发放两批累计 1000 亿元可再生能源补贴，公司成功回收历史拖欠补贴 86 亿元。1H22 报告期内新增补贴 39 亿元，期末补贴余额 90 亿，较期初减少了 47 亿。可再生能源补贴回收叠加火电业务环比减亏，公司经营性现金流净额同比增长 4.3%。公司历年收现比保持在 100%以上，自身造血能力较强。随着煤价回落、业绩改善，以及可再生能源补贴持续回收，现金流有望恢复至较好水平。

图表 45: 公司经营性现金流净额及净利润情况 (亿元)



图表 46: 公司收现比 (亿元、%)



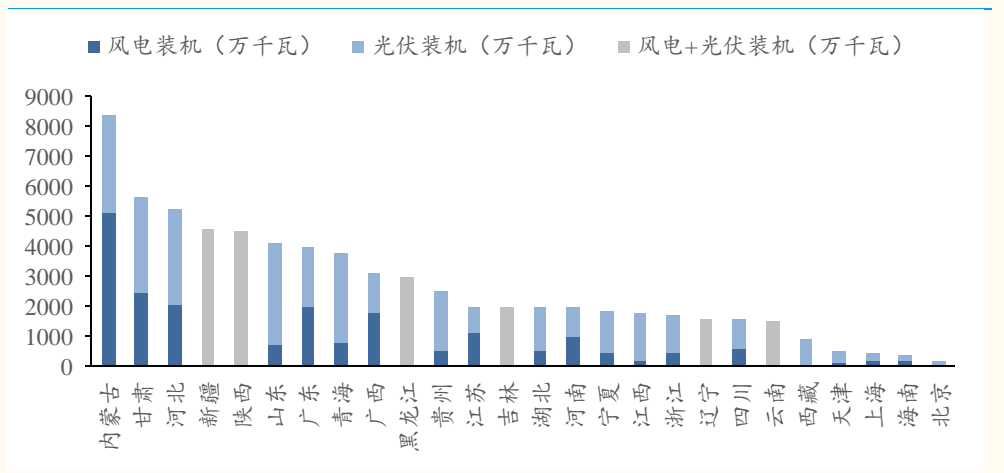
来源: 公司公告、国金证券研究所

来源: 公司公告、国金证券研究所

4.2 大股东综合实力强, “十四五”装机高目标

- “双碳”目标指导下, 全国新能源装机目标明确。现有 26 省份发布的“十四五”期间新增风、光装机目标合计已达 6.9 亿千瓦, 超出国家发改委在《“十四五”可再生能源发展规划》中提出的新增风、光装机合计 5.4 亿千瓦的目标。预计到 2030 年时, 实际风、光装机将高于习主席在气候雄心峰会上提出的 12 亿千瓦的 2030 目标。

图表 47: 26 省份“十四五”风、光装机目标 (万千瓦)



来源: 发改委、国金证券研究所

- 公司背靠央企责无旁贷, “十四五”新增装机目标较高。1) 集团目标: 华能集团 2021 年年初的工作会议上提出, “十四五”期间将新增新能源装机 8000 万千瓦以上, 属五大集团中较高水平; 2) 公司目标: 到 2025 年, 新能源装机达到 5400 万千瓦; 其中, 风电、光伏装机目标于今年分别调整至 2400、3000 万千瓦, 年均新增新能源装机 800 万千瓦以上; 3) 执行情况: 2021 年, 受光伏组件价格较高、施工资源紧张、极端天气和疫情干扰、新能源指标下发较晚等因素影响, 公司实际新增可再生能源装机 323.2 万千瓦, 未达目标。考虑到部分已于 2021 年底并网但未完成持续运行 240 小时内部考核指标的装机成果已在 1Q22 体现, 预计今年新增新能源装机规模较 2021 年将有明显提升。

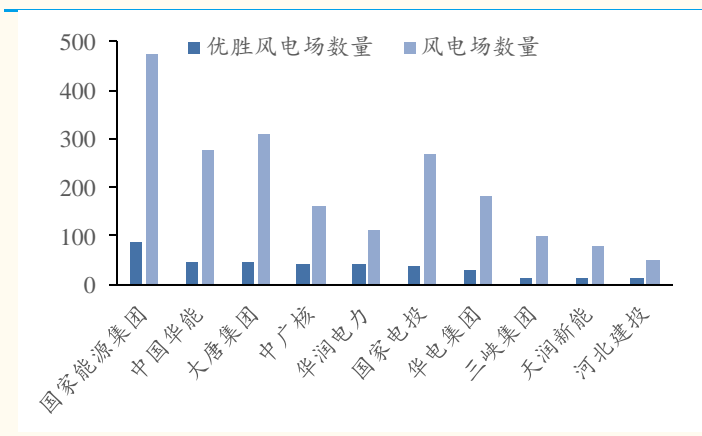
图表 48: 五大发电集团“十四五”风、光装机规划的 CAGR 均值在 30%以上

集团	子公司	“十四五”装机规划	2021 年末风光装机 (万千瓦)	2025 年末风光装机 (E)	CAGR (%)
华能集团	华能国际	集团: 新增风、光装机 80GW	3829	11176	30.7%
	华能新能源				
大唐集团	大唐发电	集团: 到 2025 年非化石能源装机超过 50%	699	7006	36.7%
	大唐新能源		1307		
国家能源集团	龙源电力	新增风、光装机 30GW	2476	5476	21.9%
	国电电力	新增风、光装机 35GW	743.6	4243.6	54.6%
华电集团	华电新能源	新增风、光装机 75GW	2724	9936	38.2%
国家电投	中国电力	集团: 新增风、光装机 40~50GW	8000	12500	11.8%
	吉电股份				
	其他				

来源: 公司公告、公司业绩交流会、国金证券研究所

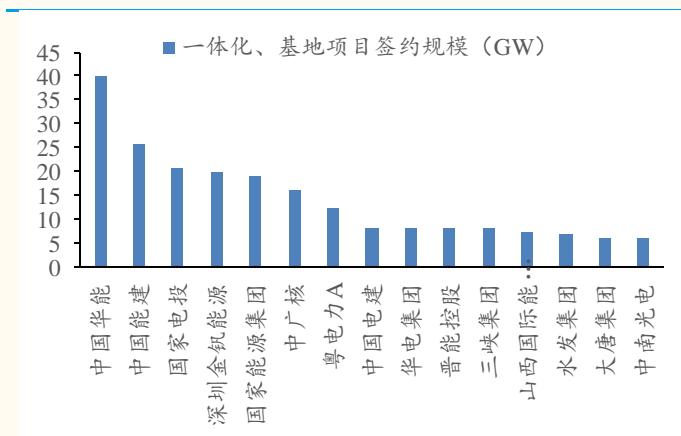
- 华能集团项目资源获取能力强、储备充足。风电行业长期具有技术和资金壁垒高、行业准入门槛高的特征，参与主体为具有国资背景且资金实力雄厚的企业。根据中电联发布的《关于公布 2020 年度电力行业风电运行指标对标结果的通知》，华能集团拥有的优胜风电场数量排名第二。新能源电站建设和运营进入一体化大基地模式后，资金和技术壁垒提高，行业竞争格局由分散走向集中。截至 2022 年 2 月底，电站开发企业可统计已签约“风光水火氢储”组合形式签约的一体化及大基地项目规模达 3.06 亿千瓦，其中央企、国企占比约 72%，以“五大四小”发电集团和中国能建、中国电建为主。华能集团签约项目规模超 4000 万千瓦，居行业之首。

图表 49: 2020 年中国优胜风电场数量排名前十的企业及对应风电场数量 (个)



来源: 前瞻、中电联、国金证券研究所

图表 50: 截至 2022 年 2 月各电站开发商一体化、基地项目签约规模 (GW)

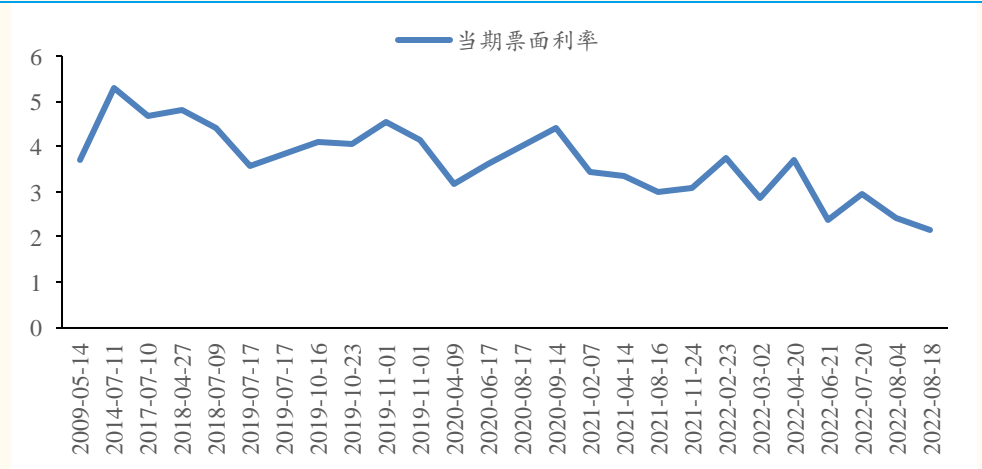


来源: 北极星太阳能光伏网、国金证券研究所

- 净现金流改善、资金成本持续走低，多渠道满足新能源投资需求。公司主营业务为电力和热力销售，长期以来现金流情况较好。2021 年受大幅亏损影响，经营性现金流净额大幅下降。得益于中央财政发放可再生能源补贴，1H22 公司经营性现金流净额为 200.9 亿元，环比大幅回升。基于资本金比例 20% 的假设，足以覆盖 2022 年共计 458.3 亿元的资本开支计划。公司在年初业绩交流会中指出，23、24 年新能源年均资本开支为 400~500 亿元。面对经营压力，预计公司仍可通过多种渠道以较低成本满足投资需求。1) 考虑到电力企业经营情况事关电力安全保供，国家已经并将会出台多项措施为发电企业纾困，例如上半年中央财政发放可再生能源补贴，以及 8 月 24 日召开的国常会中提出支持中央央企等发行 2000 亿元能源保供特别债；2) 公司强大的股东背景将使其在获取纾困资源方面具有一定优势；3)

得益于宏观利率下行、金融资源向绿色发展领域倾斜等，公司融资利率呈下降趋势。

图表 51: 2009-2022 年公司中期票据票面利率情况 (%)

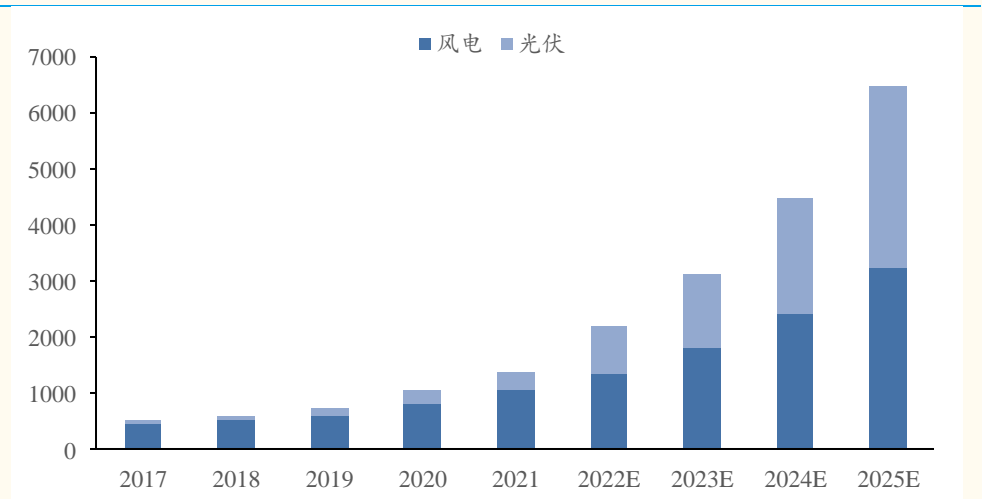


来源: iFind、国金证券研究所

4.3 均衡布局风、光，增强盈利防御性

- 当前公司新能源装机以风电为主，“十四五”末布局渐趋均衡。截至 2022 年 6 月 30 日，公司风电、光伏装机分别为 1248.1、447.8 万千瓦，其中海上风电 316.1 万千瓦。根据公司“十四五”装机规划，到 2025 年时，风电、光伏装机将分别达到 3213.5、3251.2 万千瓦，比例渐趋平衡。

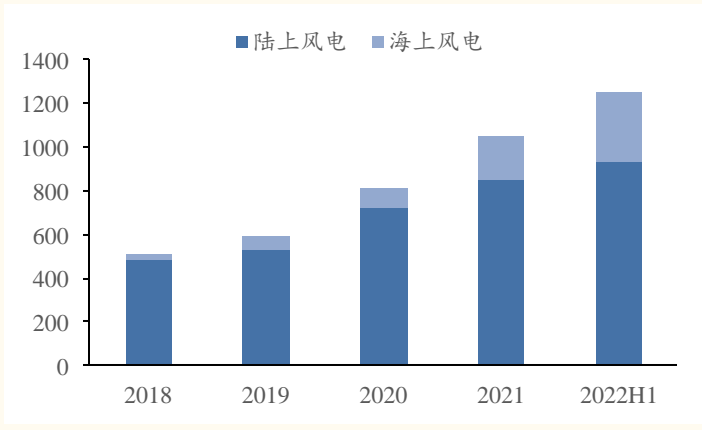
图表 52: 2017-2025E 公司风电、光伏装机及占比情况 (万千瓦、%)



来源: 公司公告、业绩交流会、国金证券研究所, 注: 假设 2022 年和“十四五”期间的装机目标能够实现, 23-25 年风电、光伏装机年均复合增速分别为 33.3%、57.6%。

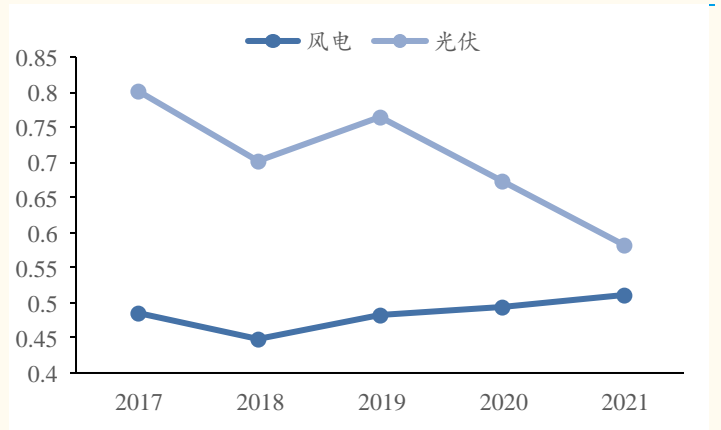
- “两线”+“两化”指导下海陆并进，风电业务盈利能力较强。2019 年，华能集团提出重点布局新能源“两线”“两化”战略，即在北线建设风光煤输用一体化大型清洁能源基地，在东线打造投资建设运维一体化海上风电发展带。在该战略指导下，公司 2020 年以来海风装机规模和占比均显著提升。2021 年，公司风电业务毛利率为 61.5%，处于行业领先水平且呈稳中有升态势；光伏业务毛利率为 59.7%，处于行业中等水平。考虑到海风上网电价较高，且 2021 年底前并网的海上风电项目仍享受中央财政补贴，公司 2021 年风电业务毛利率明显上升。光伏业务方面，可比公司中，太阳能拥有光伏组件制造业务，因而成本控制能力较强、光伏售电业务毛利率较高；华电国际光伏平均上网电价较高且弃光率较低，因此毛利率较高。

图表 53: 2018-2022H1 公司陆上和海上风电装机容量和占比情况 (万千瓦、%)



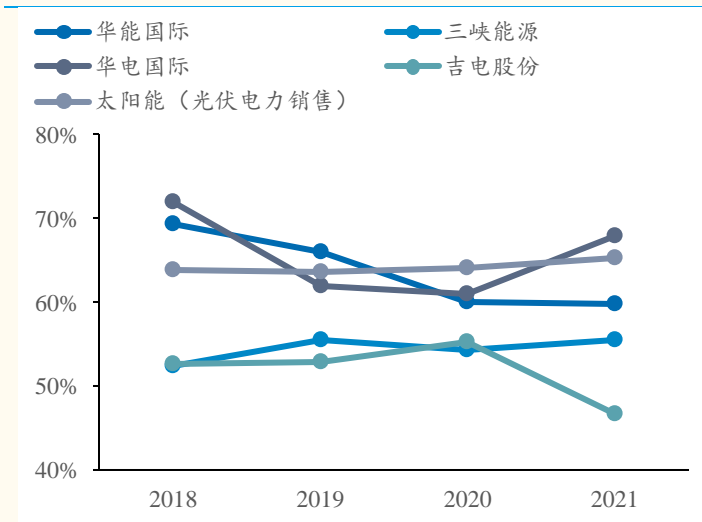
来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 54: 2017-2021 年公司风电、光伏度电平均上网电价情况 (元/千瓦时)



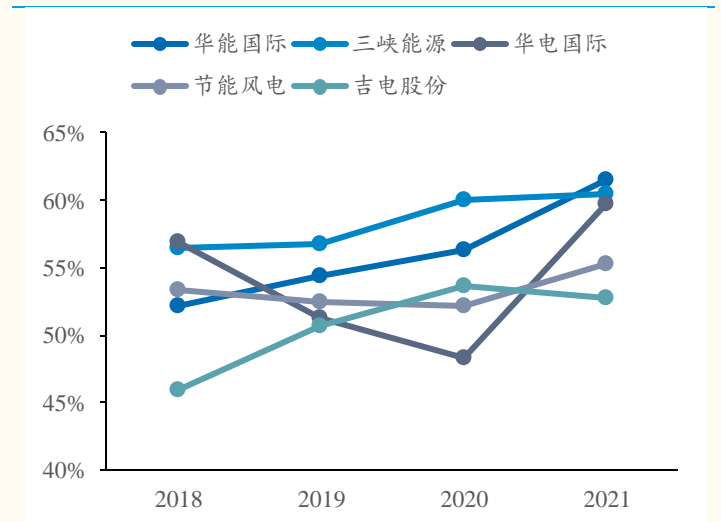
来源: 公司公告、国金证券研究所

图表 55: 2018-2021 年各公司光伏业务毛利率情况 (%)



来源: Wind、公司公告、国金证券研究所

图表 56: 2018-2021 年各公司风电业务毛利率情况 (%)



来源: Wind、公司公告、国金证券研究所

- 海风资源靠近东部负荷兼经济中心, 省补接替国补至少延续到 2024 年底。
- ✓ 据中国工程院咨询研究团队预测, 2030 年中国中东部地区最大用电负荷将达 9.7 亿千瓦, 需受入电力超过 3.6 亿千瓦, 必须采取“远距离输送”与“就地消纳”相结合的模式。中国近海风能资源主要集中在东南沿海及其附近岛屿, 紧邻东部负荷中心, 风能密度基本在 300 瓦/平方米以上; 海上风电的大规模开发能够减轻“西电东送”的压力, 并与水电为主的“西电东送”形成季节性出力互补。2022 年 6 月 1 日, 国家发改委印发《“十四五”可再生能源发展规划》, 提加快推动海上风电集群化开发, 重点建设山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾五大海上风电基地。
- ✓ 截至目前, 广东、浙江、山东三省已明确省级补贴政策。其中, 广东、山东补贴退坡速度较快, 对 2025 年起并网的项目不再补贴。省补力度虽不及国补, 但仍有助于降低项目成本, 鼓励企业投资开发。考虑到沿海经济发达地区地方财政情况较好, 至少持续到 2024 年底的省补发放情况有一定保障。

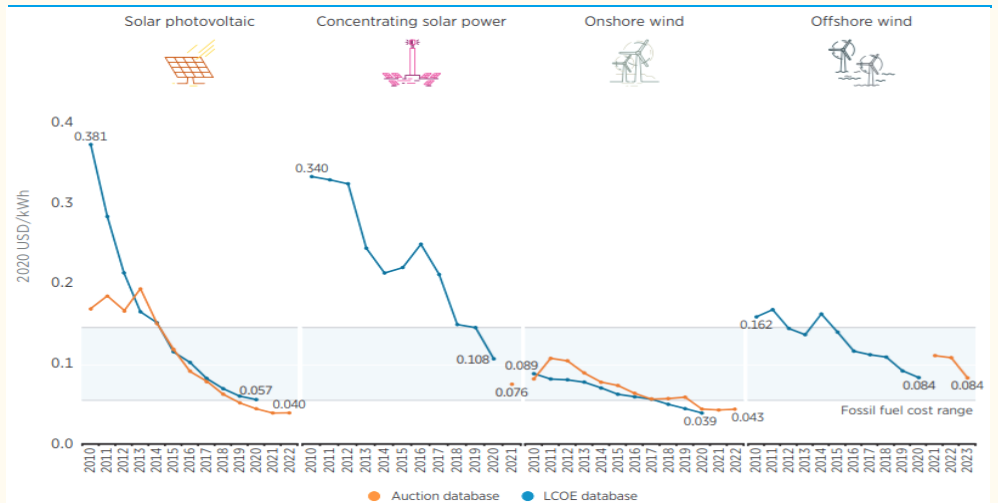
图表 57: 广东、山东、浙江海上风电项目省级补贴政策

省份	海上风电省级补贴政策
广东省	2022 年起, 对省管海域未能享受国家补贴的项目进行投资补贴, 补贴标准为 2022 年、2023 年、2024 年全容量并网项目每千瓦分别补贴 1500 元、1000 元、500 元, 对 2025 年起并网的项目不再补贴。
山东省	2022-2024 年建成并网的“十四五”海上风电项目, 山东省财政将分别按照每千瓦 800 元、500 元、300 元的标准给予补贴, 补贴规模分别不超过 200 万千瓦、340 万千瓦、160 万千瓦。
浙江省	2022 年和 2023 年全省享受海上风电省级补贴标准分别为 0.03 元/千瓦时和 0.015 元/千瓦时, 规模分别按照 60 万千瓦和 150 万千瓦控制, 以项目全容量并网年份确定相应的补贴标准, 按照“先建先得”的原则确定享受省级补贴的项目, 直至补贴规模用完。补贴期限为 10 年, 从项目全容量并网的第 2 年开始, 按等效年利用小时数 2600 小时进行补贴。

来源: 国际风力发电网、广东、浙江省政府官网、国金证券研究所

- 光伏依靠技术革新实现降本, 成本继续下行空间较大。过去 10 年, 光伏 LCOE 降幅远超风电, 而风电资源相对光伏更加有限。基于此, 判断光伏业务盈利能力虽短期内受组件价格高涨拖累, 长期仍具备更广阔空间。

图表 58: 2010~2023E 新能源与化石能源购电协议价、LCOE 比较 (美元/千瓦时)



来源: IRENA、国金证券研究所

5、盈利预测与投资建议

5.1 盈利预测

- 预计 22~24 年公司实现营业收入分别为 2338.4/2342.7/2429.8 亿元, 同比 +14.3%/0.2%/3.7%; 实现归母净利润分别为 27.5/106.3/133.8 亿元, 同比 +N/A/286.3%/25.9%。
- 火电收入预测:
 - ✓ 装机方面, 预计公司 22~24 年投产 140/250/321.2 万千瓦燃煤机组和 100/0/100 万千瓦燃气机组。一方面, 根据规划“十四五”期间全国煤电装机增加约 1.5~2 亿千瓦。截至 2020 年底, 全国煤电装机 10.8 亿千瓦, 公司市占率 8.3%。在该市占率假设下, 对应“十四五”期间将新增 1250.1 万千瓦煤电装机, 即年增 250 万千瓦。另一方面, 根据集团目标——到 2025 年火电新增约 2719.1 万千瓦, 煤机占 72.2%, 则“十四五”期间将新增 1962.1 万千瓦煤电装机, 即年均增加 321.2 万千瓦。

- ✓ 利用小时方面，预计公司 22~24 年平均利用小时数为 4054 (-2.1%) /4016 (-0.9%) /3992 (-0.6%) 亿千瓦时。新型电力系统转型过程中，火电机组利用小时数将稳中有降。
- ✓ 电价方面，预计 22~24 年火电平均上网电价分别为 0.506 (同比+16%) /0.489 (同比-3.4%) /0.480 (同比-1.8%) 元/千瓦时。1H22 煤电平均上网电价 0.487 元/千瓦时，涨幅超预期主受煤价跌幅不及预期驱动。假设该价格为基准价顶格上浮 20%之结果，推测公司平均燃煤基准电价为 0.406 元/千瓦时。电价预测综合考虑了短期电力供需偏紧、高耗能和现货市场交易使得部分价格可涨超 20%对平均电价的支撑，以及煤价下行、火电装机提升后供需紧张局面趋缓对价格的压制，
 - 可再生能源收入预测:
 - ✓ 装机方面，按照“十四五”末公司风+光装机量 2400+3000 万千瓦的规划目标，预计 22~24 年新增风电 303/451.8/602.3 万千瓦 (23/24 装机增速 33.3%)，新增光伏 500/478.5/753.8 万千瓦 (23/24 装机增速 57.6%)。公司非集团旗下主要水电上市平台，水电装机预计维持在 37 万千瓦。
 - ✓ 利用小时方面，1H22 高温干旱致风电利用小时数下降而光伏利用小时数上升。22-24 年预计风电利用小时数为 2041 (-8.6%) /2136 (+4.7%) /2184 (+2.2%) 小时，光伏利用小时数为 1235 (+0.4%) /1238 (+0.2%) /1243 (+0.4%) 小时。假设厂用电率、弃风弃光率与 2021 年持平，考虑到海风装机占比提升，预计风电利用小时数将逐年回升。
 - ✓ 上网电价方面，随着平价上网推进、补贴电价减少，预计光伏上网电价将持续下降，22-24 年上网电价分别为 0.525 (-0.058) /0.488 (-0.037) /0.464 (-0.024) 元/千瓦时。考虑海风上网电价较高且退坡较慢，而公司海风装机占比逐年提升，预计风电上网电价为 0.512 (+0) /0.510 (-0.02) /0.507 (-0.03) 元/千瓦时。综上，预计 22-24 年公司风、光、水业务合计营收 158.1 (+27.0%) /210.4 (+33.1%) /292.1 (+38.8%) 亿元。

图表 59: 公司营收预测

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
火电					
装机容量 (万千瓦)	10225.2	10436.1	10676.1	10926.1	11347.3
上网电量 (亿 KWh)	3630.9	4060.0	4009.5	4053.3	4139.0
上网电价 (元/千瓦时)	0.411	0.436	0.506	0.489	0.480
营业收入 (亿元)	1,491.99	1,771.79	2,029.68	1,981.13	1,986.87
YOY (%)		18.75%	14.56%	-2.39%	0.29%
风电					
装机容量 (万千瓦)	813.5	1053.5	1356.5	1808.3	2410.6
上网电量 (亿 KWh)	135.4	198.7	248.2	299.4	408.0
上网电价 (元/千瓦时)	0.493	0.512	0.512	0.510	0.507
营业收入 (亿元)	66.74	101.66	126.98	152.67	206.85
YOY (%)		52.32%	24.91%	20.23%	35.49%
光伏					
装机容量 (万千瓦)	251.2	331.1	831.1	1309.6	2063.4
上网电量 (亿 KWh)	11.2	13.6	23.2	34.1	53.6
上网电价	0.674	0.583	0.525	0.488	0.464

(元/千瓦时)					
营业收入 (亿元)	15.64	19.87	28.13	54.65	82.13
YOY (%)		27.05%	41.56%	94.29%	50.30%
水电					
装机容量 (万千瓦)	36.8	36.8	37.0	37.0	37.0
上网电量 (亿 KWh)	9.49	8.85	8.90	9.11	9.11
上网电价 (元/千瓦时)	0.331	0.340	0.340	0.340	0.340
营业收入 (亿元)	3.14	3.01	3.03	3.10	3.10
YOY (%)		-4.14%	0.52%	2.38%	0.00%
合计					
装机容量 (万千瓦)	11335.7	11869.5	12916.7	14100.0	15880.3
上网电量 (亿 KWh)	968.6	937	999.2	1020.4	1077.7
火风光水营业收入 (亿元)	85.52	124.54	158.14	210.42	292.08
其他业务营业收入 (亿元)	116.88	149.72	150.6	151.2	150.9
营业收入-合计 (亿元)	1,694.39	2,046.05	2338.41	2342.73	2429.84
YOY (%)		20.75%	14.29%	0.18%	3.72%

来源：公司公告，国金证券研究所

- 成本分析：公司火电业务占比较大，以燃料成本为主。假设 22H2 公司电煤中长协覆盖率、履约率 95%、进口煤应急保障合同替代率 90%，当 5500 大卡动力煤市场均价分别为 800、900、1000、1100、1200 元/吨时，对应公司全年平均入炉标煤单价约 983、1035、1067、1103、1121 元/吨（7000 大卡口径）。
- 毛利率预测：预计 2022-2024 年公司实现总营业收入分别为 2338.4/2342.7/2429.8 亿元，综合毛利率分别为 9.9%/15%/16.6%，对应毛利润 232.5/352.5/402.3 亿元。（1）火电：中性假设下，下半年 5500 大卡动力煤市场均价在 1100 元/吨，对应 22 全年入炉标煤单价 1103 元/吨（1H22 为 1244.6 元/吨），对应煤电毛利率可达 5.05%。1H22 气电业务实现税前利润 3.4 亿元，考虑气电后火电板块整体毛利率将略高于煤电板块，预计全年可达 5.55%。23~24 年基于 5500 大卡动力煤全年市场价回落到 1000 元/吨，对应入炉标煤单价 950 元/吨以下，毛利率将进一步修复。（2）新能源：综合考虑平价上网和海风装机占比提升，预计风电业务毛利率降幅小于光伏业务。预计 22 全年风电、光伏毛利率分别为 60.9%、58.7%，分别同比下降 0.62pct、0.99pct。
- 费用率预测：公司业务稳定，预计 22~24 年维持销售费率 0.08%（21 年、1H22 分别为 0.09%、0.08%）、管理费 2.5%（21 年、1H22 分别为 2.7%、2.1%）、研发费率 0.4%（21 年、1H22 分别为 0.6%、0.2%）。

图表 60: 公司毛利润预测

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
火电					
营业收入 (亿元)	1,491.99	1,771.79	2,029.68	1,981.13	1,986.87
毛利率 (%)	14.81%	-6.13%	5.55%	10.23%	10.54%
毛利润 (亿元)	220.99	-108.6	112.65	202.72	209.51
风电					
营业收入 (亿元)	66.74	101.66	126.98	152.67	206.85
毛利率 (%)	56.25%	61.53%	60.91%	59.80%	58.20%
毛利润 (亿元)	37.54	62.55	77.35	91.3	120.39
光伏					
营业收入 (亿元)	15.64	19.87	28.13	54.65	82.13
毛利率 (%)	59.97%	59.69%	58.70%	56.30%	54.20%
毛利润 (亿元)	9.38	11.86	16.51	30.77	44.52
水电					
营业收入 (亿元)	3.14	3.01	3.03	3.1	3.1
毛利率 (%)	31.21%	37.54%	37.54%	37.54%	37.54%
毛利润 (亿元)	0.98	1.13	1.14	1.16	1.16
其他					
营业收入 (亿元)	116.9	149.7	150.6	151.2	150.9
毛利率 (%)	22.84%	17.57%	16.47%	17.55%	17.67%
毛利润 (亿元)	26.69	26.30	24.80	26.53	26.66
合计					
营业收入-合计 (亿元)	1694.39	2046.05	2338.41	2342.73	2429.84
综合毛利率 (%)	17.44%	-0.33%	9.94%	15.05%	16.55%
毛利润-合计 (亿元)	295.58	-6.76	232.45	352.48	402.25

来源: 公司公告, 国金证券研究所

5.2 投资建议及估值

- 给予公司 23 年 PE 16 倍, 给予目标价 10.84 元。预计 22~24 年公司实现归母净利润分别为 27.5/106.3/133.8 亿元。在可比公司选取上综合考虑业务范围和体量规模, 选取五大发电集团下属火电转型企业华电国际、大唐发电和国电电力, 选取绿电装机占主导且在风电领域具有优势地位的绿电企业龙源电力、三峡能源。可比公司 23 年 PE 一致预期均值为 15 倍, 中位数为 16 倍, 考虑到公司在火电转型绿电目标明确, 且火电板块估值有望随业绩逐季改善而逐步修复, 因此给予公司 23 年 PE 16 倍估值。基于此, 给予公司目标价 10.84 元。

图表 61：可比公司估值情况（截至 9/13）

板块	代码	证券简称	总市值	收盘价	EPS					市盈率 PE				
			9/13	9/13	19A	20A	21A	22E	23E	19A	20A	21A	22E	23E
火电 转型	600027.SH	华电国际	591.0	6.6	0.29	0.33	-0.61	0.43	0.56	23	20	N/A	15	12
	600795.SH	大唐发电	822.2	4.6	0.09	0.13	-0.11	0.31	0.41	53	36	N/A	15	11
	601991.SH	国电电力	592.2	4.0	0.03	0.10	-0.58	0.18	0.24	156	39	N/A	23	16
绿电	001289.SZ	龙源电力	1,489.2	21.8	/	/	0.77	0.91	1.09	/	/	28	24	20
	600905.SH	三峡能源	1,723.0	6.0	0.14	0.18	0.23	0.29	0.36	42	33	26	20	17
中位数										48	35	27	20	16
平均值										69	32	27	19	15
	600011.SH	华能国际	1,183.0	9.0	0.06	0.18	-0.79	/	/	150	50	N/A	/	/

来源：公司公告，国金证券研究所

6、风险提示

- 火电装机及电量不及规划预期风险。当前“双碳”目标并未松动，增加煤电装机在保供和提供调节功能的同时也增加了碳排放。随着新能源装机快速上量，电网冗余度提升，火电装机备用的需求空间可能降低；抽水蓄能电站于“十四五”末密集投产、新型储能技术突破，可能对火电调节功能形成一定的替代，影响火电装机。此外，随着火电定位转变，利用小时数下降可能导致电量下降，影响业绩。
- 煤价下跌不及预期风险。上半年国内煤炭产量较快增长，价格仍高位运行，进口煤价格倒挂。下半年，受全球能源供应紧张，以及环保安全督查、疫情等因素影响，国内煤炭供应增量存在不确定性。目前，电煤中长期合同全覆盖、价格机制等政策尚未完全落实到位，进口煤应急保障中长期合同替代补签全面落地难度较大，煤炭价格持续高位运行，燃料保供控价存在双重压力。
- 电价上升空间不及预期风险。电价上升本质反映的是对煤价成本波动的传导、以及对市场电力供需情况的反映。我们判断“十四五”电力供需整体偏紧，但预期煤价下行后电价上升空间也可能受到影响。

附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)							资产负债表 (人民币百万元)						
	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
主营业务收入	173,485	169,439	204,605	233,841	234,273	242,984	货币资金	13,306	13,872	16,350	17,658	18,343	18,443
增长率	-2.3%	20.8%	14.3%	0.2%	3.7%		应收账款	34,224	40,364	47,405	49,594	49,685	51,533
主营业务成本	-148,172	-139,881	-205,281	-210,596	-199,024	-202,759	存货	8,883	6,602	16,824	12,693	13,087	13,332
%销售收入	85.4%	82.6%	100.3%	90.1%	85.0%	83.4%	其他流动资产	4,362	5,300	11,891	8,757	8,218	8,232
毛利	25,312	29,558	-676	23,245	35,248	40,225	流动资产	60,775	66,138	92,471	88,703	89,332	91,539
%销售收入	14.6%	17.4%	n.a	9.9%	15.0%	16.6%	%总资产	14.7%	15.1%	18.9%	17.8%	16.9%	16.6%
营业税金及附加	-1,833	-1,795	-1,686	-1,637	-1,640	-1,701	长期投资	33,353	33,824	33,530	33,921	34,312	34,703
%销售收入	1.1%	1.1%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	固定资产	277,250	295,356	316,307	328,690	356,537	378,079
销售费用	-117	-148	-193	-187	-187	-194	%总资产	67.0%	67.4%	64.5%	65.9%	67.5%	68.5%
%销售收入	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	无形资产	26,867	25,914	25,692	26,007	26,268	26,426
管理费用	-4,554	-4,946	-5,594	-5,846	-5,857	-6,075	非流动资产	352,821	372,068	397,597	410,239	438,692	460,738
%销售收入	2.6%	2.9%	2.7%	2.5%	2.5%	2.5%	%总资产	85.3%	84.9%	81.1%	82.2%	83.1%	83.4%
研发费用	-65	-668	-1,325	-935	-937	-972	资产总计	413,597	438,206	490,068	498,941	528,024	552,277
%销售收入	0.0%	0.4%	0.6%	0.4%	0.4%	0.4%	短期借款	89,075	100,540	117,156	124,079	137,115	143,918
息税前利润 (EBIT)	18,744	22,001	-9,474	14,640	26,627	31,283	应付款项	37,226	41,866	53,962	49,546	45,905	46,782
%销售收入	10.8%	13.0%	n.a	6.3%	11.4%	12.9%	其他流动负债	15,319	11,642	15,280	6,079	11,675	12,660
财务费用	-10,709	-8,836	-8,550	-13,286	-14,026	-14,568	流动负债	141,620	154,048	186,398	179,704	194,695	203,360
%销售收入	6.2%	5.2%	4.2%	5.7%	6.0%	6.0%	长期贷款	115,365	112,077	136,858	144,439	150,439	155,439
资产减值损失	-5,886	-6,234	-193	0	0	0	其他长期负债	39,323	30,605	42,920	48,600	47,314	46,430
公允价值变动收益	19	-2	0	-33	0	0	负债	296,308	296,730	366,176	372,743	392,449	405,229
投资收益	1,403	1,652	822	700	700	700	普通股股东权益	98,559	121,699	105,256	107,405	115,683	125,925
%税前利润	29.2%	18.7%	-5.8%	19.7%	4.7%	3.7%	其中：股本	15,698	15,698	15,698	15,698	15,698	15,698
营业利润	4,639	9,628	-14,802	3,047	14,327	18,441	未分配利润	30,708	31,248	16,013	17,981	26,259	36,501
%营业收入	2.7%	5.7%	n.a	1.3%	6.1%	7.6%	少数股东权益	18,730	19,777	18,636	18,793	19,893	21,123
营业外收支	174	-814	525	501	524	536	负债股东权益合计	413,597	438,206	490,068	498,941	528,024	552,277
税前利润	4,813	8,814	-14,277	3,548	14,851	18,977							
利润率	2.8%	5.2%	n.a	1.5%	6.3%	7.8%	比率分析						
所得税	-2,435	-3,110	1,604	-639	-3,119	-4,365		2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E
所得税率	50.6%	35.3%	n.a	18.0%	21.0%	23.0%	每股指标						
净利润	2,378	5,704	-12,673	2,909	11,732	14,612	每股收益	0.107	0.291	-0.654	0.175	0.677	0.852
少数股东损益	691	1,139	-2,409	157	1,100	1,230	每股净资产	6.278	7.752	6.705	6.842	7.369	8.022
归属于母公司的净利润	1,686	4,565	-10,264	2,752	10,632	13,382	每股经营现金净流	2.401	2.679	0.384	1.896	3.451	3.800
净利率	1.0%	2.7%	n.a	1.2%	4.5%	5.5%	每股股利	0.135	0.185	0.000	0.050	0.150	0.200
							回报率						
现金流量表 (人民币百万元)							净资产收益率	1.71%	3.75%	-9.75%	2.56%	9.19%	10.63%
	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	总资产收益率	0.41%	1.04%	-2.09%	0.55%	2.01%	2.42%
净利润	2,378	5,704	-12,673	2,909	11,732	14,612	投入资本收益率	2.64%	3.79%	-2.06%	2.78%	4.57%	4.98%
少数股东损益	691	1,139	-2,409	157	1,100	1,230	增长率						
非现金支出	26,774	27,536	21,875	23,734	27,428	31,735	主营业务收入增长率	2.13%	-2.33%	20.75%	14.29%	0.18%	3.72%
非经营收益	9,273	8,078	4,733	11,578	13,008	13,546	EBIT增长率	43.38%	17.38%	-143.06%	-254.52%	81.88%	17.48%
营运资金变动	-736	731	-7,902	-8,465	2,011	-244	净利润增长率	17.21%	170.68%	-324.85%	N/A	286.28%	25.87%
经营活动现金净流	37,688	42,050	6,033	29,756	54,179	59,649	总资产增长率	2.52%	5.95%	11.84%	1.81%	5.83%	4.59%
资本开支	-31,031	-42,213	-42,969	-34,587	-54,809	-52,697	资产管理能力						
投资	189	-874	-452	-357	-325	-325	应收账款周转天数	52.6	58.1	61.1	58.0	58.0	58.0
其他	1,808	1,020	765	633	633	633	存货周转天数	22.7	20.2	20.8	22.0	24.0	24.0
投资活动现金净流	-29,034	-42,067	-42,657	-34,310	-54,501	-52,389	应付账款周转天数	30.8	35.4	33.1	33.0	35.0	35.0
股权募资	15,998	26,613	1,877	182	0	0	固定资产周转天数	506.1	525.0	474.8	441.2	476.0	494.3
债权募资	-11,819	-5,895	55,616	21,633	18,870	11,730	偿债能力						
其他	-15,507	-16,699	-17,725	-14,363	-16,693	-18,028	净负债/股东权益	187.18%	154.81%	215.03%	227.11%	224.93%	215.34%
筹资活动现金净流	-11,328	4,019	39,767	7,453	2,176	-6,298	EBIT利息保障倍数	1.8	2.5	-1.1	1.1	1.9	2.1
现金净流量	-2,610	3,263	2,297	2,898	1,854	963	资产负债率	71.64%	67.71%	74.72%	74.71%	74.32%	73.37%

来源：公司公告、国金证券研究所

市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	1	23	56	72	168
增持	2	3	9	12	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	1.67	1.12	1.14	1.14	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6 - 12 个月内上涨幅度在 15% 以上；

增持：预期未来 6 - 12 个月内上涨幅度在 5% - 15%；

中性：预期未来 6 - 12 个月内变动幅度在 -5% - 5%；

减持：预期未来 6 - 12 个月内下跌幅度在 5% 以上。

特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级(含 C3 级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海

电话: 021-60753903

传真: 021-61038200

邮箱: researchsh@gjzq.com.cn

邮编: 201204

地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话: 010-66216979

传真: 010-66216793

邮箱: researchbj@gjzq.com.cn

邮编: 100053

地址: 中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话: 0755-83831378

传真: 0755-83830558

邮箱: researchsz@gjzq.com.cn

邮编: 518000

地址: 中国深圳市福田区中心四路 1-1 号

嘉里建设广场 T3-2402